

Gust, Dieter (Ed.)

Research Report

Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik

Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL, No. 227

Provided in Cooperation with:

ARL – Akademie für Raumentwicklung in der Leibniz-Gemeinschaft

Suggested Citation: Gust, Dieter (Ed.) (2007) : Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik, Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL, No. 227, ISBN 978-3-88838-056-3, Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/60111>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik

FuS Bd. 227

ISBN: 978-3-88838-056-3

ISSN 0935-0780

Alle Rechte vorbehalten • Verlag der ARL • Hannover 2007

© Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Druck: poppdruck, 30851 Langenhagen

Bestellmöglichkeiten:

über den Buchhandel

VSB Verlagsservice Braunschweig GmbH

Postfach 47 38

38037 Braunschweig

Tel. (0 18 05) 7 08-7 09

Fax (05 31) 7 08-6 19

E-Mail: vsb-bestellservice@westermann.de

Onlineshop der ARL:

www.ARL-net.de (Rubrik "Bücher")

Verlagsanschrift:

Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL®)

Hohenzollernstraße 11, 30161 Hannover

Tel. (05 11) 3 48 42-0, Fax (05 11) 3 48 42-41

E-Mail: ARL@ARL-net.de

Internet: www.ARL-net.de

Akademie für Raumforschung und Landesplanung



FORSCHUNGS- UND SITZUNGSBERICHTE
DER ARL

Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik

Dieter Gust (Hrsg.)

Band 227

Hannover 2007

Autorinnen und Autoren

Fahl, Ulrich, Dr., Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Förster, Georg, Dr.-Ing., Prof., Fachhochschule Nürtingen, Standort Geislingen/Steige

Fromme, Jörg, Dipl.-Ing., Universität Dortmund, Fakultät Raumplanung, Ver- und Entsorgungssysteme in der Raumplanung, Dortmund

Gust, Dieter, Dr., Verbandsdirektor, Regionalverband Neckar-Alb, Mössingen, Ordentliches Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Monstadt, Jochen, Dipl.-Ing., CIRUS – Centre for Innovation Research in the Utility Sector, EAWAG – Swiss Federal Institute for Environmental Science and Technology, Kastanienbaum, Schweiz, Korrespondierendes Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Pohle, Hans, Dr., Sekretariat der Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Referat Wirtschaft und Verkehr, Hannover

Prater, Janine, Dipl.-jur., Universität Osnabrück, Fachbereich Rechtswissenschaften, Osnabrück

Scheele, Ulrich, Dr., Prof., Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Institut für Volkswirtschaftslehre und Statistik, Oldenburg

Schneider, Jens-Peter, Dr., Prof., Universität Osnabrück, Fachbereich Rechtswissenschaften, Osnabrück

Tietz, Hans-Peter, Dr.-Ing., Prof., Universität Dortmund, Fakultät Raumplanung, Ver- und Entsorgungssysteme in der Raumplanung, Dortmund, Korrespondierendes Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Wagner, Gerhard, Dr., Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bonn

Weiß, Hans-Jörg, Dr., Universität Freiburg, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Freiburg

Die Mitglieder des Arbeitskreises haben die Beitragsentwürfe mehrfach mit den Autorinnen und Autoren diskutiert (interne Qualitätskontrolle). Die vom Arbeitskreis verabschiedeten Beiträge wurden darüber hinaus vor der Veröffentlichung durch einen Gutachter einer Evaluierung unterzogen (externe Qualitätskontrolle) und nach Berücksichtigung der Empfehlungen der externen Begutachtung dem Sekretariat der ARL zur Drucklegung übergeben. Die wissenschaftliche Verantwortung für die Beiträge liegt allein bei den Verfassern.

Sekretariat der ARL: WR V "Wirtschaft und Verkehr"

Leitung: Dr. Hans Pohle (Pohle@ARL-net.de)

Inhalt

	Vorwort	VIII
<i>Dieter Gust, Hans Pohle</i>	Räumliche Aspekte des energiepolitischen Wandels in Deutschland – Einführung	1
I Liberalisierung und Privatisierung der öffentlichen Infrastruktur – Gesellschaftliche, volkswirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen		
<i>Jochen Monstadt</i>	Großtechnische Systeme der Infrastrukturversorgung: Übergreifende Merkmale und räumlicher Wandel	7
<i>Ulrich Scheele</i>	Privatisierung, Liberalisierung und Deregulierung in netzgebundenen Infrastrukturektoren	35
<i>Hans-Jörg Weiß</i>	Problemfelder staatlicher Infrastrukturpolitik nach einer Marktöffnung: Eine wettbewerbsökonomische Perspektive	68
<i>Jens-Peter Schneider, Janine Prater</i>	Raumrelevante Vorgaben und aktuelle Entwicklungen im europäischen und deutschen Energierecht	83
II Auswirkungen der Liberalisierung auf das Mengengerüst, die Erzeugungstechnik und das Verteilungssystem unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele und des Atomausstiegs		
<i>Georg Förster, Ulrich Fahl</i>	Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg	103
<i>Jörg Fromme</i>	Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen	126
<i>Hans-Peter Tietz</i>	Raumplanerische Ansätze zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche	153
III Auflösung der Monopole und Veränderungen der institutionellen Rahmenbedingungen		
<i>Gerhard Wagner</i>	Regionale Auswirkungen der Liberalisierung im Stromsektor auf die Wettbewerbsfähigkeit	173

■ Inhalt

<i>Jochen Monstadt</i>	Energiepolitik und Territorialität: Regionalisierung und Europäisierung der Stromversorgung und die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik	186
<i>Dieter Gust</i>	Auswirkungen der neuen Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland auf die raumplanerischen Steuerungsansätze	217
IV Handlungsbedarf und Handlungsansätze		
<i>Dieter Gust, Ulrich Fahl</i>	Raumpolitischer Steuerungsbedarf und Schlussfolgerungen für raumpolitisches Handeln – Empfehlungen des Arbeitskreises	230
Kurzfassungen / Abstracts		240

**Mitglieder des Arbeitskreises
„Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energieversorgung
in der Bundesrepublik Deutschland“**

Fahl, Ulrich, Dr., Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Finger, Axel, Lic. rer. reg., Raumordnungsverband Rhein-Neckar, Mannheim

Förster, Georg, Dr.-Ing., Prof., Fachhochschule Nürtingen, Standort Geislingen/Steige

Friedrich, Rainer, Dr., Prof., Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Fromme, Jörg, Dipl.-Ing., Universität Dortmund, Fakultät Raumplanung, Ver- und Entsorgungssysteme in der Raumplanung, Dortmund

Gust, Dieter, Dr., Verbandsdirektor, Regionalverband Neckar-Alb, Mössingen, Ordentliches Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Hermes, Georg, Dr., Prof., Johann Wolfgang Goethe-Universität, Fachbereich Rechtswissenschaften, Frankfurt am Main

Hillebrand, Bernhard, Dipl.-Volksw., EEFA, Berlin

Monstadt, Jochen, Dipl.-Ing., CIRUS – Centre for Innovation Research in the Utility Sector, EAWAG – Swiss Federal Institute for Environmental Science and Technology, Kastanienbaum, Schweiz, Korrespondierendes Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Pohle, Hans, Dr., Sekretariat der Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Referat Wirtschaft und Verkehr, Hannover

Prater, Janine, Dipl.-jur., Universität Osnabrück, Fachbereich Rechtswissenschaften, Osnabrück

Scheele, Ulrich, Dr., Prof., Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Institut für Volkswirtschaftslehre und Statistik, Oldenburg

Schneider, Jens-Peter, Dr., Prof., Universität Osnabrück, Fachbereich Rechtswissenschaften, Osnabrück

Tietz, Hans-Peter, Dr.-Ing., Prof., Universität Dortmund, Fakultät Raumplanung, Ver- und Entsorgungssysteme in der Raumplanung, Dortmund, Korrespondierendes Mitglied der Akademie für Raumforschung und Landesplanung

Wagner, Gerhard, Dr., Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bonn

Weiß, Hans-Jörg, Dr., Universität Freiburg, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Freiburg

Vorwort

Die Straßenbeleuchtung der Städte war der Beginn der Gas- und Stromwirtschaft. Im Ursprung also eine öffentliche Aufgabe. Sie blieb öffentlich, als die Netze ausgebaut und Privatkunden mitversorgt wurden. Die kommunale Bindung blieb auch erhalten, als überregionale Stromkonzerne entstanden. Sie waren in der Hand der Kommunen, die teilweise bis heute ihre Anteile halten.

Es war nur konsequent, dass vor dem Hintergrund des drohenden Zweiten Weltkriegs zur Sicherung dieser öffentlichen Aufgabe das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 in Kraft trat. Es wurden Demarkationsgebiete festgelegt und die – aus damaliger Sicht – unproduktive Konkurrenz in der leitungsgebundenen Energieversorgung wurde ausgeschlossen. Dieses Gesetz geriet infolge der so genannten Ölkrisen Mitte der 70er-Jahre immer stärker in die Kritik, weil man den Monopolisten vorwarf, dass sie wenig flexibel reagierten. Sie nutzten ihr Monopol, um effizientere und umweltfreundlichere dezentrale Versorgungskonzepte zu behindern.

Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz von 1998 ist nun das Monopol formal gebrochen. Nicht in Stufen wie in anderen Ländern, sondern auf einen Schlag wurde die Stromwirtschaft liberalisiert, mit der Folge, dass nunmehr allein der Strompreis im Mittelpunkt aller Interessen und Aktionen stand. Die Einrichtung der Stromhandelsbörse in Leipzig ist das sichtbare Zeichen dafür.

Synergien, die sich aus Kopplungsgeschäften mit Wärme für die Klimapolitik ergaben, und auch das Engagement in regenerative Energien gerieten unter Druck und konnten nur mit staatlichen Interventionen (EEG, KWKG) aufrechterhalten werden. Die Situation der Stromversorgung nach der Liberalisierung stellt sich so dar:

- vier marktbeherrschende Großunternehmen,
- staatliche Interventionen für die Klimapolitik und damit
- wieder deutlich steigende Strompreise.

Große Erwartungen gründen auf weiteren Marktmechanismen, die aus dem Emissionshandel entstehen sollen. Dahinter wiederum steht die Vorstellung, dass statt ordnungspolitischer Maßnahmen ökonomische Regelungs- bzw. Marktmechanismen zu den gewünschten Zielen führen, die beides in sich vereinen, nämlich optimalen Klimaschutz durch Schonung der Ressourcen und preisgünstigen Strom.

Man sieht, welch breites Spektrum an Ansätzen sich für die raumplanerische Analyse auftut. Nicht allem konnte der Arbeitskreis „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland“ gleichermaßen gerecht werden. Erstaunlich ist aber, dass es gelang, so kurz nach der grundsätzlichen Umstellung der Energiewirtschaft konkrete Auswirkungen aus raumplanerischer Sicht und konkreten Forschungsbedarf zu analysieren.

Den Mitgliedern des Arbeitskreises Energie der ARL gilt mein herzlicher Dank.

Dieter Gust

Räumliche Aspekte des energiepolitischen Wandels in Deutschland – Einführung

Gliederung

- 1 Raumplanung und Energieversorgung – Ein Rückblick
- 2 Der neue Rechtsrahmen der Energieversorgung in der Bundesrepublik
- 3 Fragestellung des Arbeitskreises und Arbeitsprogramm

1 Raumplanung und Energieversorgung – Ein Rückblick

Am 28. April 1998 trat das novellierte Energieversorgungsgesetz in Kraft¹. Es löste das Energieversorgungsgesetz von 1935 ab, das die Grundlage für das monopolistische System der Strom- und Gasversorgung in der Bundesrepublik Deutschland war. Dadurch hatten sich im Lauf der Jahrzehnte in der Bundesrepublik fest gefügte Gebietsmonopole etabliert. Die Monopolisten hatten sowohl die Stromproduktion als auch die Grobverteilung und vielerorts die Direktkundenbelieferung (in den sog. B-Gemeinden) in ihrer Hand. Nur die größeren Städte und Gemeinden hatten mit ihren Stadt- oder Gemeindewerken (als sog. A-Gemeinden) die Leitungsnetze und die Feinverteilung zu den Kunden in der eigenen Regie behalten. Meist hatten bzw. haben die kommunalen Unternehmen neben der Stromversorgung auch die Gas- und Wasserversorgung in ihrer Hand. Viele Städte und Gemeinden nutzten die Möglichkeiten, die ihnen ihre „Querverbundunternehmen“ mit Gebietsmonopol boten. Mit den Gewinnen aus dem Stromgeschäft wurden häufig komfortable Angebote im Stadtverkehr subventioniert. Hallenbäder wurden zu Stromerzeugungsanlagen, indem man sie mit Blockheizkraftwerken ausstattete. Das Defizit beim Betrieb des Bades konnte so mit den Gewinnen aus der Stromversorgung verrechnet werden, was zu anschaulichen Steuerersparnissen führte. Auch konnte man die Blockheizkraftwerke strategisch einsetzen, nämlich zur Kappung der „teuren“ Verbrauchsspitzen.

Umweltargumente lieferte die so genannte „dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung“, nämlich einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad von über 80 % gegenüber der konventionellen Stromerzeugung in Dampfkraftwerken von nur etwa 35 %. Es wurde vielfach beklagt, dass das Energieversorgungsgesetz von 1935 diese umweltfreundlichen dezentralen Versorgungssysteme behinderte, weil die große Zahl der Gemeinden, die ihr Stromnetz an das überre-

¹ Angesichts auftretender Wettbewerbsdefizite auf dem Strommarkt wurde dieses bereits in 2005 novelliert. Die dort enthaltenen Änderungen gegenüber dem Gesetz von 1998 wurden, soweit es möglich war, in den Beiträgen dieses Bandes berücksichtigt.

gionale Versorgungsunternehmen verkauft hatten – die so genannten B-Gemeinden – von der Anwendung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung ausgeschlossen waren. Nicht, dass das Gesetz es ihnen verboten hätte. Es waren wirtschaftliche Gründe. Da als Abnehmer des erzeugten Stroms nur der Gebietsmonopolist in Frage kam, gab es keinen Markt. Der Monopolist, der nach dem Energiewirtschaftsgesetz gezwungen war, neben sicherem und diversifiziertem Strom auch den preisgünstigsten (billigsten) Strom einzukaufen, zahlte nur den Preis für Grundlaststrom. Das waren ca. 2,5 Cent/kWh, während der Spitzenlaststrom mit ca. 14 Cent/kWh gehandelt wurde. Unter diesen Bedingungen konnten Blockheizkraftwerke in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. Es gab viele Stimmen, die eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes forderten, um diesen Missstand abzuschaffen. Ob dies mit der Gesetzesnovelle von 1998 gelungen ist, wird zu prüfen sein.

Ein weiterer Ansatz war der Versuch, dezentrale Versorgungssysteme aufzubauen. Der Anstoß dazu kam aus der Diskussion um die Importabhängigkeit von Erdöl Anfang der 70er-Jahre. Diese so genannten „Ölkrise“ lösten damals die fieberhafte Suche nach alternativen Energieträgern aus. Die Potenziale von Sonne, Wind und sonstigen regenerativen Energien wurden systematisch untersucht, aber auch die Einsparpotenziale durch energieeffizientere Geräte, wärmegeämmte Bauten oder alternative Versorgungssysteme. Sie mündeten in der Forderung nach „integrierten örtlichen Energieversorgungskonzepten“, die vielerorts auch aufgestellt wurden. In diesen „integrierten“ Konzepten wurde schließlich auch die Abhängigkeit des Energieverbrauchs vom Siedlungstyp aufgedeckt bzw. die Siedlungen nach energetischen Kriterien klassifiziert. Danach wurden Gas- und Nahwärmeversorgungssysteme entwickelt.

Schließlich wurde die Einbeziehung des Faktors Energie in die Hochbau- und Bauleitplanung gefordert. Stichworte für die Hochbauplanung waren: Anordnung der Räume nach dem Wärmebedarf, Exposition der Fenster und Dachflächen nach Süden etc. Für die Bauleitplanung galt: Berücksichtigung der Sonnenstände bei der Ausweisung von Wohngebieten sowie Festlegung der Firstrichtung der Gebäude nach Ost-West in den Bebauungsplänen.

Teilweise wurden auch integrierte „regionale“ Energieversorgungskonzepte gefordert (vgl. Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL Band 162, „Probleme der räumlichen Energieversorgung“, Hannover 1986) und auch erarbeitet. Sie blieben jedoch meist auf der Ebene von Bestandsaufnahmen hoher Verbraucherdichte bzw. Abwärmeproduzenten stehen. Zwar ließ der Handlungsdruck wegen der Importabhängigkeit von Erdöl rasch nach, jedoch bekam das Thema Energie neue Begründungen. So kam mit dem „Waldsterben“ ein neuer Handlungsdruck aus der Umweltargumentation. Das Thema führte nahtlos zur Fragestellung des „Klimawandels“ und im Hintergrund stand immer die Frage nach den Risiken der Atomenergie. Man muss festhalten, dass die so genannten Ölkrise Mitte der 70er-Jahre des letzten Jahrhunderts die Energieversorgung in das Interesse der breiten Öffentlichkeit brachte. Damit verbunden war auch ein Wandel der Einschätzung des Themas durch die Raumplanung.

Traditionell hatte die Raumplanung die Energieversorgung als rein technische Fachplanung behandelt. Die Aufgaben bestanden in der nachrichtlichen Übernahme von Leitungstrassen und Standorten für Kraftwerke und Umspannanlagen. In den meisten Regional- und Landesplänen jener Zeit beschränkten sich die Festlegungen auf diese Elemente und als Plansätze fand man die Formulierung aus dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935, nämlich

die Forderung nach sicherer, diversifizierter und billiger Stromversorgung. Nach der Ölkrise stellte man fest, dass die Regional- und Landesplanung die Energieversorgung stärker als gesellschaftspolitische Aufgabe definierte. Maßnahmen zur Energieeinsparung, Energieeffizienz, Wärmedämmung, Reduzierung der Abwärme und des Schadstoffausstoßes flossen in die Betrachtung und den Regelungsanspruch der Raumplanung ein. Es wurde nunmehr ein integrierter Ansatz gefordert, der die Siedlungsentwicklung, die Energieversorgung, den Nahverkehr und den Umweltschutz zusammenbrachte.

Die Regional- und Landesplanung verließ damit sehr deutlich die rein auf den Raum bzw. die Flächen bezogene, eingeschränkte Sichtweise. Sie wurde zur Drehscheibe von Ansprüchen aus verschiedenen Sektoren, die sie miteinander und untereinander koordiniert.

2 Der neue Rechtsrahmen der Energieversorgung in der Bundesrepublik

Aus den vielfältigen neuen Anforderungen an eine moderne, umweltgerechte und dem heutigen Stand von Wirtschaft und Technik angepasste Energieversorgung ergab sich die Notwendigkeit, den rechtlichen Rahmen an diese neue Situation anzupassen. Dies erfolgte parallel zu einer Diskussion, die insbesondere für die öffentlich bereitgestellte Netzinfrastruktur mit Hinweis auf ökonomische Effizienz- und Modernisierungsgründe die Liberalisierung und die Öffnung der bisher öffentlich garantierten Monopole forderte. Kennzeichen und wesentliche Instrumente dieser Neuausrichtung waren die Privatisierung von Versorgungsunternehmen und das Ersetzen staatlicher Regulierung durch Märkte mit Wettbewerbsstrukturen. Die Privatisierung und Deregulierung der Telekommunikation, der Eisenbahn, der Post und der Flughäfen waren vorausgegangen; mit der Änderung des rechtlichen Rahmens im Energie- und Umweltrecht folgte ab 1998 der Bereich der Energieversorgung.

Die neue energierechtliche Situation heute ist insbesondere gekennzeichnet durch

- Die dort enthaltenen Änderungen gegenüber dem Gesetz von 1998 wurden, soweit es möglich war, in den Beiträgen dieses Bandes berücksichtigt. das neue *Energiewirtschaftsgesetz (EnWiG)* vom 24. April 1998, das eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit zum Ziel hat und einige grundlegende Änderungen gegenüber dem Vorgängergesetz von 1934 aufweist;
- die dort enthaltenen Änderungen gegenüber dem Gesetz von 1998 wurden, soweit es möglich war, in den Beiträgen dieses Bandes berücksichtigt. das *Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität* vom 27. April 2002, welches das Atomgesetz (AtG) aus dem Jahr 1959 grundlegend ändert;
- das *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich* vom 21. Juli 2004, welches das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 01.04.2000 nochmals weiter fortschreibt und besonders standortrelevant ist;
- das *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz)* vom 25. Januar 2002 zum befristeten Schutz und zur Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie zum Ausbau der Stromerzeugung in kleinen

KWK-Anlagen, das eine gewisse vorübergehende Benachteiligung dieser hocheffizienten Form der Energieerzeugung im liberalisierten Markt „abfedern“ soll;

- das *Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG)* vom 8. Juli 2004 zur Einführung des Emissionshandels, welches die globale Umweltkomponente der Energieerzeugung auf eine völlig neue Basis stellt;
- die *Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes* vom 13. Juli 2005, in der der Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang geregelt wird und die Vorgaben der EU-Beschleunigungsrichtlinie von 2003 umgesetzt werden, sowie indirekt in vielfältiger Weise
- durch das *Gesetz zur Fortentwicklung der Ökosteuer* vom 14. November 2002, welches das *Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform* vom 24. März 1999 weiterentwickelt hat.

Hinzu kamen weitere Novellierungen von Gesetzen, die die Steuerung der räumlichen Energieversorgungsstrukturen verändert haben, insbesondere die zum Planungs- und Umweltrecht (siehe hierzu Tietz i. d. Band). Zu erwähnen sind hier insbesondere:

- BROG-Novelle
- BNatschG-Novelle
- div. EU-Richtlinien (vgl. Tietz sowie Schneider; Prater i. d. Band) und internationale Vereinbarungen, z. B. CO₂-Minderungsabkommen

Damit wurden grundlegende Rahmenbedingungen neu gesetzt, die sich gerade auch auf die räumlichen Strukturen der Energieversorgung und ihrer Steuerungsmöglichkeiten durch Bund, Länder und Kommunen bereits nachhaltig ausgewirkt haben und weiter auswirken werden.

3 Fragestellung des Arbeitskreises und Arbeitsprogramm

Das Präsidium der ARL hatte sich daher im Jahr 1999 entschlossen, mittels einer Pilotstudie die sich daraus ergebenden neuen Forschungsfragen zu ermitteln. Der Auftrag, vergeben an Dr. Jochen Monstadt, wurde im Jahr 2000 abgeschlossen und als Arbeitsmaterial der ARL Band 271 veröffentlicht. Seine zentrale Aussage war, dass

„... erkennbar (ist), dass die Aufhebung des Gebietsschutzes, die wettbewerbliche Ausrichtung der Energiewirtschaft auf überregionale und zum Teil europäische Märkte und die wachsende Bereitschaft der Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu regionalen und überregionalen Kooperationen bzw. Fusionen zu gravierenden Veränderungen der räumlichen Struktur der Energiewirtschaft geführt hat oder mittelfristig führen wird.“ (Monstadt 2000: 3).

Er führte weiterhin aus:

„Der Bedarf, regional zu koordinieren und übergreifende Problemlösungsprozesse der verschiedenen – funktional und organisatorisch wenig koordinierten – Fachpolitiken, kom-

munalen Gebietskörperschaften, der Unternehmen und der Verbrauchergruppen anzustoßen hat im Zuge der Liberalisierung keineswegs abgenommen. Vor dem Hintergrund der radikalen Veränderungen ist davon auszugehen, dass der Entwicklung regionaler Leitbilder und Ziele der Energiepolitik sowie der projektbezogenen Bündelung energiewirtschaftlicher Innovateure eine zentrale Bedeutung für die nachhaltige Regionalentwicklung zukommt.“ (Ebd.: 121)

Damit wurde bestätigt, dass auch für die räumliche Planung zu überprüfen ist, wie und in welcher Form sich die bisherigen Raumstrukturen im Energiesektor verändern und inwieweit die herkömmlichen Steuerungsformen der räumlichen Planung diesen neuen Anforderungen gerecht werden. Dieses Ergebnis veranlasste das Präsidium, im Jahr 2001 einen Arbeitskreis unter dem Thema „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“ unter der Leitung von OM Prof. Dr. Dieter Gust, Mössingen, zu gründen, um diese gestellten Fragen zu bearbeiten.

Der Bereich der Energieversorgung ist dem Bereich der Netzinfrastruktur zuzuordnen, bei welcher nach Produktion, Verteilung über Netze und dezentraler Konsumption zu unterscheiden ist. Dementsprechend hat der Arbeitskreis sich auch mit den raumbezogenen Aspekten dieser drei Themenfelder befasst, jedoch nicht in jedem der Einzelbeiträge. Allerdings bleibt nach Fallen des „Anschluss- und Benutzungszwangs“ durch das neue EnWG bei der Stromnachfrageseite in Bezug auf raumplanerische Fragestellungen nur zu fragen, wie die dezentrale Konsumtion von Energie über das Verbraucherverhalten zu steuern wäre. Dazu liegen jedoch aus den früheren Diskussionen und den Erkenntnissen zu örtlichen und regionalen Energiekonzepten genügend Informationen vor, sodass sich der Arbeitskreis entschlossen hat, die Verbrauchsseite (die so genannte „utility perspective“) in ihren Arbeiten nur dort zu berücksichtigen, wo eine gesamtheitliche Sicht der Energieversorgung erforderlich war, insbesondere bei den vorgestellten Szenarien des Strombedarfs und der Stromproduktion (vgl. Förster i. d. Band).

Auch angesichts der beschränkten Zahl der berufenen Mitglieder entschloss sich der Arbeitskreis ebenso, nicht die ganze Bandbreite der Thematik zu behandeln, sondern sich auf den Bereich der Stromwirtschaft zu beschränken und nicht auch noch den Wärmemarkt und den für Mineralöl und Gas einzuschließen. Diese Energieträger wurden nur in ihrer Funktion als Brennstoffe zur Stromerzeugung berücksichtigt.

Der Arbeitskreis hat sich als Grundlage seiner Arbeit ein Arbeitsprogramm gegeben, das in vier größere Themenblöcke gegliedert war:

- *Block I: Liberalisierung und Privatisierung der öffentlichen Infrastruktur – Gesellschaftliche, volkswirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen*

Hier wurden die Beiträge aufgenommen, die sich mit den Wirkungen der Liberalisierung und Deregulierung netzgebundener öffentlicher Infrastruktur und insbesondere im Energiemarkt auf die Wirtschaftsstrukturen insgesamt und die Raumstrukturen der Energiewirtschaft insbesondere befassen.

- *Block II: Liberalisierung und Atomausstieg – Auswirkungen auf das Mengengerüst, die Erzeugungstechnik und das Verteilungssystem unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele*

Dabei geht es, ausgehend von langfristigen alternativen Szenarien des Strombedarfs (bis 2030), um die Erarbeitung eines Mengengerüsts notwendiger Energieerzeugung und den damit langfristig erforderlichen Bedarf an neuen Trassen und Standorten für Energieanlagen.

- *Block III: Auflösung der Monopole und Veränderungen der organisatorischen Rahmenbedingungen*

Dieser Themenblock enthält Beiträge, die sich mit den Folgen und Wirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Standorten und Regionen befassen und die räumlichen Veränderungen im Institutionengefüge und ihre Konsequenzen für die Steuerungsfähigkeit der Märkte diskutieren.

- *Block IV: Handlungsbedarf und Handlungsansätze*

Dieser Themenbereich beinhaltet zusammenfassend die steuerungspolitisch bedeutsamen Ergebnisse der Einzelbeiträge der Arbeitskreismitglieder. Dabei werden Aussagen zum raumbezogenen Steuerungsbedarf, zu neuen energiewirtschaftlichen Akteuren und Institutionen formuliert und daraus die Möglichkeiten raumpolitischer Steuerung auch instrumenteller Art abgeleitet.

Entsprechend dieser Strukturierung wurde auch die Reihenfolge der Beiträge in vorliegender Veröffentlichung festgelegt.

Die Einzelbeiträge der Arbeitskreismitglieder wurden in verschiedenen Stadien ihrer Erarbeitungen im Arbeitskreis intensiv diskutiert (interne Evaluierung), nach erster Fertigstellung durch einen externen Gutachter evaluiert (externe Evaluierung), danach abschließend durch die Autoren überarbeitet und im November 2005 der ARL zur Veröffentlichung übergeben. Die Einzelautoren bleiben jedoch für ihre Beiträge wissenschaftlich verantwortlich.

Der Arbeitskreis war sich einig, dass mit dem vorgelegten Band keine abschließende Antwort zu den möglichen Folgen der Veränderungen der energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen für die räumlichen Strukturen der Stromversorgung gegeben werden kann. Auf die vertiefte Behandlung weiterer wichtiger raumbezogener Probleme des Strommarktes, so z. B. der Netzregulierung (Ein- und Durchleitung, neue Anschlüsse) oder der Offshore-Windenergiegewinnung musste aufgrund der begrenzten Potenziale und Kapazitäten einer ehrenamtlichen Forschungstätigkeit im Arbeitskreis verzichtet werden. Daher versteht sich die vorliegende Publikation nicht nur als Dokumentation der geleisteten Forschungsarbeit, sondern zugleich auch als Anstoß und Anregung an andere Wissenschaftler, diese begonnene Forschungsarbeit weiterzuführen. Damit plädiert er für eine Fortsetzung des wissenschaftlichen Diskurses in einem Themenfeld, das nicht nur durch die Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen, sondern vor allem auch durch die zunehmend spürbar werdende Verknappung der weltweiten Energiereserven weiterhin an Aktualität gewinnen wird.

Größentechnische Systeme der Infrastrukturversorgung: Übergreifende Merkmale und räumlicher Wandel

Gliederung

- 1 Einleitung
- 2 Strukturmerkmale und infrastrukturelle Bedeutung großtechnischer Systeme
- 3 Die räumliche Ausbreitung und Entwicklung großtechnischer Systeme
- 4 Die Transformation großtechnischer Systeme als neues Forschungsfeld
- 5 Die neue Logik der Infrastrukturversorgung
- 6 Die räumliche Rekonfiguration der Infrastrukturversorgung: Dimensionen des sozialräumlichen Wandels
- 7 Forschungsbedarf

Literatur

1 Einleitung

Die Anzahl, die Komplexität und die räumliche Reichweite von großtechnischen Infrastruktursystemen wie der Energieversorgung, der Wasserversorgung, der Telekommunikation, des Schienenverkehrs oder des Internets haben innerhalb des letzten Jahrhunderts kontinuierlich zugenommen. Im gesellschaftlichen Modernisierungs- und Industrialisierungsprozess spielen diese Infrastruktursysteme eine zentrale Rolle. Sie haben die politische, wirtschaftliche und wissenschaftliche Entwicklung maßgeblich beeinflusst. Beispielsweise ist die Stromversorgung durch die zunehmend engere technische Kopplung und die Technisierung aller Gesellschaftsbereiche zur kritischen Voraussetzung geworden, um die Funktionsfähigkeit nahezu aller Produktions- und Dienstleistungsbereiche, der Wissenschaft, des Gesundheitssystems, des Kultur- und Erziehungssystems und des Gemeinwesens aufrechtzuerhalten. Auch die moderne Telekommunikation strukturiert in hohem Maße politische Entscheidungsprozesse. Die Produktion und der Austausch von wissenschaftlichen Erkenntnissen wären ohne Telefon, Fax, E-Mail, Internet oder andere elektronische Datendienste undenkbar. Ohne die Telekommunikation, die Stromversorgung und andere Infrastruktursysteme wäre die enorme Leistungssteigerung der Wirtschaft innerhalb des letzten Jahrhunderts kaum möglich gewesen. Auch der jüngere Strukturwandel der Wirtschaft, d. h. die Internationalisierung der Güter- und Kapitalmärkte, die Herausbildung multinationaler Netzwerk-Unternehmen und die räumliche Arbeitsteilung, wäre ohne die Leistungen großtechnischer Infrastrukturen kaum vorstellbar (vgl. Mayntz 1997: 78). Nicht zuletzt prägen die Infrastruktursysteme längst auch soziale Kommunikations- und Reproduktionszusammenhänge, und sie haben zu einem signifikanten Wandel von Lebensstilen beigetragen.

Auch die Bedeutung großtechnischer Systeme für die räumliche Entwicklung moderner Gesellschaften und für die räumliche Politik und Planung ist unwidersprochen. Offenkundig erscheint die Raumrelevanz von Infrastruktursystemen vor allem in physischer Hinsicht, d. h. hinsichtlich der Raumwirkungen der technischen Artefakte, wie den Verkehrs-, Energie-, Wasser- und Abwassernetzen, den Kraftwerken, Flughäfen etc. Die Errichtung und der Betrieb der technischen Anlagen sind mit einem erheblichen Flächenbedarf verbunden. Sie greifen in den Naturhaushalt ein, verändern das Landschaftsbild und sind zu einem prägenden Element der heutigen Kulturlandschaften geworden. Hinzu kommen Raumwirkungen, indem die Systeme die Entnahme von Ressourcen antreiben, diese umwandeln und schließlich Lärm sowie diverse Abfälle emittieren. Die technischen Infrastruktursysteme sind auf diese Weise an den tief greifenden Veränderungen der natürlichen Umwelt und an lokalen, regionalen und globalen Umweltproblemen beteiligt. Neben diesen physischen Raumwirkungen, die im Allgemeinen im Mittelpunkt des Interesses der deutschen Raumforschung und -planung stehen, prägen die technischen Infrastruktursysteme auch wesentlich die sozialräumliche Struktur. So beeinflussen die Infrastruktursysteme Mobilitätsverhalten, Kommunikation, technische Anwendungen und Konsumverhalten im Raum, sie lenken die Investitionstätigkeit im Raum, und es sind erhebliche direkte und indirekte regionale Einkommens- und Beschäftigungswirkungen mit ihnen verbunden. Schließlich war die räumliche Ausbreitung der technischen Infrastruktursysteme traditionell eng an die staatliche Territorialstruktur gekoppelt. Ihre Entwicklung hing eng mit der Herausbildung eines modernen Staatswesens zusammen. Die aktuelle räumliche Expansion der Techniksysteme über die territorialen Grenzen der Nationalstaaten hinweg bleibt daher auch für staatliches Handeln keineswegs folgenlos.

Trotz ihrer unbestritten hohen Raumrelevanz sind die großtechnischen Infrastruktursysteme ein in der deutschen Raumforschung stark unterbelichteter Untersuchungsgegenstand. Zwar hat sich vor allem in den Wirtschaftswissenschaften ab den Sechziger- und Siebzigerjahren ein ausdifferenzierter Diskurs zur Infrastrukturtheorie und -planung herausgebildet (vgl. Jochimsen 1966, Jochimsen; Gustafson 1970, Frey 1972). Dieser wurde auch in der raumwissenschaftlichen Diskussion stark rezipiert (vgl. stellvertretend Jochimsen 1995) und bestimmt die deutsche Infrastrukturtheorie bis in die heutige Zeit (vgl. Wille 1993, Schneider; Jäger 2003, Prätorius 2004, Frey 2005).¹ In dieser Debatte wird zwar die hohe Relevanz materieller Infrastrukturen, zu deren Kern die Energie-, Verkehrs- und Kommunikationsinfrastrukturen zählen, für (regional-)wirtschaftliches Wachstum und die räumliche Entwicklung hervorgehoben.² Infrastrukturen werden als notwendige Voraussetzung für private Investi-

¹ Nach dem in den sechziger Jahren geprägten Verständnis wird Infrastruktur „als Summe der materiellen, institutionellen und personalen Einrichtungen und Gegebenheiten definiert, die den Wirtschaftseinheiten zur Verfügung stehen und mit beitragen, den Ausgleich der Entgelte für gleiche Faktorbeiträge bei zweckmäßiger Allokation der Ressourcen, d. h. vollständige Integration und höchstmögliches Niveau der Wirtschaftstätigkeit, zu ermöglichen“ (Jochimsen 1966: 100).

² Definitorisch wird üblicherweise zwischen materiellen und immateriellen Infrastrukturen unterschieden. Letztere können weiter in personale (Fähigkeits- und Humankapital) und institutionelle Infrastrukturen (Gesamtheit der Normen, Einrichtungen und Verfahrensweisen) unterteilt werden. Zur materiellen Infrastruktur zählen im Kern die netzgebundenen Infrastrukturen, daneben aber auch die Gebäude und Ausrüstungen (Sachkapital) des Verwaltungs-, Ausbildungs-, Forschungs- und Gesundheitssektors (vgl. Wille 1993: 17).

tionen und privaten Verbrauch sowie als wichtiger Standortfaktor betrachtet. Allerdings werden die Besonderheiten von technischen Infrastrukturen gegenüber anderen materiellen Infrastrukturen wie Gebäuden und Ausrüstungen des Verwaltungs-, Ausbildungs-, Forschungs- und Gesundheitssektors, ihre Prägung durch technische Artefakte und institutionelle Strukturen kaum herausgearbeitet. Ein wesentliches Problem besteht darin, dass die technische Infrastruktur nur als etwas Gegenständliches betrachtet wird, welches von der institutionellen Infrastruktur moderner Gesellschaften (Gesamtheit der Normen, Einrichtungen und Verfahrensweisen) und personalen Infrastruktur (Humanressourcen) strikt getrennt wird. Es werden also nur die technischen Anlagen, Ausrüstungen und Betriebsmittel, die zur Energieversorgung, Verkehrsbedienung und Telekommunikation dienen, theoretisch verarbeitet. Demgegenüber werden die institutionelle Struktur und Eigendynamik der Energieversorgung, der Wasserversorgung, der Verkehrssysteme etc. in der Infrastrukturtheorie ebenso vernachlässigt wie deren Prägung durch spezialisierte Berufsgruppen. Die technischen Infrastrukturen interessieren vor allem als „Schmieröl“ (Jochimsen), welches einen gleichmäßigen und effizienten Ablauf des Wirtschaftslebens ermöglicht, und die Debatte konzentriert sich auf die von ihnen ausgehenden positiven Produktivitätseffekte. Besonders die aktuellen Veränderungen der Energieversorgung, der Telekommunikation etc. fallen daher durch das analytische Raster der Infrastrukturtheorie bzw. werden allenfalls in ihren ökonomischen Wirkungen erfasst.

Auch in der sozial- und geschichtswissenschaftlichen Technikforschung blieben die technischen Infrastruktursysteme lange Zeit ein wenig beachteter Untersuchungsgegenstand, und das Interesse galt vor allem einzelnen technischen Artefakten (etwa dem Computer, dem Fließband oder dem Auto). Diese wurden in ihrer Erfindung, Verbreitung und Steuerung untersucht, und es wurden Technisierungsprozesse erklärt, die diese Artefakte in der Politik, Wirtschaft etc. ausgelöst haben (vgl. Joerges 1988: 11). Die Entwicklung, die Struktur und die Auswirkungen vieler Technologien lassen sich jedoch nur unzureichend erfassen, wenn diese als isolierte Artefakte analysiert werden. Stattdessen sind sie häufig in ein umfassenderes System eingebunden, das sie fördert, unterstützt oder auch hemmt. Wird das Telefon beispielsweise als ein Artefakt gesehen, ist es ein kleines technisches Gerät in Wohnungen, Arbeitsstätten etc., das ökonomische Prozesse und soziale Kommunikation strukturiert. Wird es jedoch als Teil eines größeren Systems von Kabeln, Unternehmen, Organisationen, institutionellen Regelstrukturen und globalen Telekommunikationsnetzwerken gesehen, ist es ein sichtbarer Ausdruck des größten technischen Infrastruktursystems, das je installiert wurde (Summerton 1994: 3).

Erst ab der zweiten Hälfte der Achtzigerjahre hat sich ein internationales Forschungsnetzwerk aus Historikern, Soziologen, Politologen, Ökonomen, Planungswissenschaftlern und Ingenieuren etabliert, mit dem eine „systemische“ Betrachtungsweise von technischen Infrastrukturen eine Renaissance erlebte. Es wurde ein sozio-technischer Ansatz entwickelt, mit dem sowohl die institutionellen Besonderheiten technischer Infrastruktursysteme und ihr sozialer Entstehungsprozess als auch deren Prägung durch bestimmte technische Artefakte erklärt und theoretisch verarbeitet wurden. Die hieraus entstandene Debatte um „large technical systems (LTS)“ (oder auch „large technological systems“) baute im Wesentlichen auf der vergleichenden Untersuchung des Technikhistorikers Thomas P. Hughes zur Elektrifizierung in Chicago, London und Berlin bis zu den Dreißigerjahren des 20. Jahrhunderts auf.

Hughes entwickelte verallgemeinerungsfähige Konzepte zum Verständnis der Entwicklungsdynamiken, strukturellen Eigenschaften und der Beharrungstendenzen dieser großtechnischen Infrastruktursysteme (vgl. Hughes 1983, 1987).

Dieser Diskurs ist weit von einer in sich homogenen Theorie entfernt (vgl. Joerges 1999). Vor allem die räumlichen Aspekte wurden in den bisherigen Studien stark vernachlässigt (Coutard 1999: 13, Joerges 1999: 222-224). Der Nutzen dieses theoretischen Zugangs für raumwissenschaftliche Analysen des Wandels von Infrastruktursystemen ist daher erklärungsbedürftig: Im Unterschied zu der in den Raumwissenschaften bekannten Infrastrukturtheorie kann dieser interdisziplinär geführte Diskurs dazu beitragen, die Eigenlogik der Infrastruktursysteme sowie ihre Prägung durch technische und soziale Komponenten zu beschreiben und zu begründen. Das Konzept kann Entwicklungsstufen sowie Erfolg und Nichterfolg von Techniksystemen erklären helfen und lenkt die Aufmerksamkeit auf die Faktoren, von denen die technische Entwicklung geleitet wurde und wird (Radkau 1994: 96). Zugleich liefert der Diskurs wichtige steuerungstheoretische Erkenntnisse für die aktuelle Infrastrukturpolitik. Er beschreibt, dass technische Pfadabhängigkeiten und institutionelle Beharrungskräfte dazu führen, dass die Systeme nur eingeschränkt für politische Steuerungsversuche empfänglich sind. Das Konzept großtechnischer Infrastruktursysteme bietet einen theoretischen Rahmen, um gemeinsame Entwicklungs- und Strukturmerkmale der Energie- und Wasserversorgung, des Schienenverkehrs etc. zu betrachten, ihre infrastrukturelle Bedeutung für gesellschaftliche Entwicklungen zu analysieren, die Besonderheiten einzelner Infrastruktursysteme zu vergleichen und um die komplexen Wechselwirkungen zwischen technischen Innovationsprozessen mit sozialen Entwicklungsprozessen zu erklären. Auch wenn die räumliche Dimension in den meisten Analysen nicht explizit gemacht wird, liefert der Diskurs einerseits zahlreiche Erkenntnisse für die räumliche Ausbreitung und den räumlichen Wandel der Systeme. Andererseits bietet er einen konzeptionell-theoretischen Rahmen, um die räumliche Dimension von Infrastruktursystemen und die räumlichen Auswirkungen des gegenwärtigen Wandels zu untersuchen. Er ergänzt und erweitert damit die bisherige wirtschaftswissenschaftliche Infrastrukturforschung um wesentliche Aspekte. Gleichwohl steht eine raumwissenschaftliche Re-Interpretation und Weiterentwicklung dieses Ansatzes weiterhin aus.

Dieser Anspruch kann auch mit dem folgenden Beitrag allenfalls in ersten Ansätzen eingelöst werden. Ziel des vorliegenden Beitrags ist es vielmehr, das theoretische Konzept großtechnischer Infrastruktursysteme in seinen Grundzügen zu erläutern. Hierbei sollen die wesentlichen Charakteristika der Systeme und der Prozess ihrer räumlichen Ausbreitung analysiert werden. Schließlich sollen Grundzüge des aktuellen institutionellen Wandels der Systeme und mögliche räumliche Auswirkungen beschrieben werden, um wichtige Fragestellungen für die weitere raumwissenschaftliche Forschung aufzuzeigen.

2 Strukturmerkmale und infrastrukturelle Bedeutung großtechnischer Systeme

Zu den großtechnischen Infrastruktursystemen zählen neben der Elektrizitätsversorgung unter anderem die leitungsgesicherte Gasversorgung, bestimmte Formen der Fernwärmeversorgung, die Wasserversorgung, die Abwasserentsorgung, die Telekommunikation, das Transportsystem (insbesondere Schienen- und Flugverkehrssysteme) und auch bestimmte militärische Abwehrsysteme. Diese können grundsätzlich in die transnationalen (z. B. Telekom-

munikation) und die urbanen Infrastrukturnetze (z. B. Abwasserentsorgung) unterteilt werden. Daneben lässt sich ihre räumliche Architektur auch hinsichtlich ihrer stofflichen oder kommunikativen „flows“ in drei Hauptgruppen unterteilen (Jonsson 2005: 2):

- *Distributive Systeme* haben Leitungsnetze, die von einem zentralen Knotenpunkt Verbindungen zu den Nutzern herstellen und diese von dort mit Infrastrukturdiensten beliefern (z. B. Strom-, Gas, Wasserversorgung).
- *Akkumulative Systeme* haben eine entgegengesetzte Fließrichtung von den Nutzern zu zentralen Knotenpunkten (z. B. Abwasserentsorgung).
- *Kommunikative Systeme* sind durch multidirektionale Flüsse gekennzeichnet (z. B. Telekommunikation, Transportsysteme).

Da die Grenze zwischen großtechnischen Systemen zu anderen, zwar verbreitet genutzten, aber nicht zum System vernetzten Artefakten nicht immer eindeutig zu ziehen ist, erfuhr der Begriff bald eine inflationäre Erweiterung. Um ihn für diese Studie möglichst handhabbar zu machen, werden unter großtechnischen Systemen der Infrastrukturversorgung im Folgenden hochkomplexe und heterogene Techniksysteme verstanden, die bestimmte Infrastrukturleistungen bereitstellen und die sich durch netzwerkartige Strukturen, eine weiträumige Vernetzung und eine erhebliche Kapitalintensität auszeichnen. Bei den großtechnischen Systemen handelt es sich um soziale Systeme, in denen sich Organisationen bzw. Institutionen um eine bestimmte Technik (bzw. um ein System von technischen Artefakten) gruppieren. Dies unterscheidet sie von Systemen, bei denen ein gedachter Wegfall der Technik nicht notwendigerweise die verbleibenden Institutionen sinnlos machen würde (Weingart 1989: 178 f.).³ Sie sind vor allem durch folgende Merkmale gekennzeichnet (Hughes 1987, Joerges 1988 und 1999, Mayntz; Schneider 1995, Monstadt 2004):

a) Erfüllung spezifischer Infrastrukturfunktionen

Die großtechnischen Systeme im Infrastrukturbereich sind darauf ausgerichtet, notwendige und nur schwer substituierbare private und öffentliche Dienstleistungen bereitzustellen, indem sie bestimmte Produkte speichern, umwandeln und/oder transportieren. Die zentrale Funktion großtechnischer Systeme besteht darin, spezifische Aktivitäten zu ermöglichen, etwa den Betrieb von Elektromotoren, das Kochen, das Waschen, die Beleuchtung oder die physische bzw. kommunikative Raumüberwindung (vgl. Mayntz 1988: 233; 1997: 74). Die großtechnischen Infrastruktursysteme erbringen insofern eine Ermöglicungs- und Vorleistungsfunktion für bestimmte Zwecke, die wie die Trinkwasserversorgung zu grundsätzlichen menschlichen Bedürfnissen gehören oder sich wie die Stromversorgung, das Fliegen und das Internet zumindest zu menschlichen Bedürfnissen entwickelt haben. Sie weisen in funktionaler Hinsicht insofern Gemeinsamkeiten mit anderen nichttechnischen Infrastruktursektoren wie dem Erziehungs-, Bildungs-, Forschungs- oder dem Gesundheitssystem auf (vgl. hierzu: Jochimsen 1966: 105-109). Gemeinsam mit diesen sorgen die großtechnischen Systeme für die Überwindung von „technologisch-praktischen“ Hindernissen eines ungehinder-

³ „Das Eisenbahnsystem ohne Eisenbahnen ist eine wenig sinnvolle Vorstellung, das Bankensystem ohne Computer mag zwar schwer vorstellbar sein, sinnlos ist es dennoch nicht.“ (Weingart 1989: 179).

ten wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Austausches (vgl. ebd.). In wirtschaftlicher Hinsicht werden sie als entscheidende Voraussetzung für eine optimierte räumliche Integration im Sinne eines homogenen wirtschaftlichen Raumes betrachtet. Den Unternehmen, öffentlichen Einrichtungen, Privathaushalten „steht der Bezug von Energie sowie die Verfügung über Transport- und Kommunikationsdienste in gleicher Weise offen, so dass die Wirtschaftseinheiten unabhängig von ihrer konkreten Verteilung im Raume, in den Wirtschaftszweigen und den Betriebs- und Unternehmensgrößen von ihnen Gebrauch machen können“ (Jochimsen 1966: 114). Infrastruktursysteme können in diesem Sinne als „support-systems“ des allgemeinen Wirtschafts- und Gesellschaftslebens verstanden werden (Schneider 2001: 43).

b) Weiträumige Vernetzung

Die Größe der Techniksysteme als definitorisches Merkmal hebt keineswegs auf die Größe im Sinne der z. B. im Zusammenhang mit Großkraftwerken diskutierten „big technologies“ ab, sondern auf die weiträumige Vernetzung von heterogenen technischen und sozialen Systemkomponenten. Besonders in den Industriestaaten haben sich die großtechnischen Systeme räumlich bis in die entlegensten Winkel ausgedehnt. Die Netze der Energie-, Telekommunikations-, Wasser-, Verkehrsinfrastrukturen sind im besiedelten Bereich nahezu flächendeckend. Zugleich sind ihre Infrastrukturleistungen mittlerweile unabhängig von Tages-, Nacht- und Jahreszeit verfügbar.

Nicht in jedem Fall sind es jedoch die räumliche Ausbreitung und Reichweite der physischen Netze, welche großtechnische Systeme ausmachen. So sind die Abwassernetze in der Regel nicht weiträumig vernetzt, dennoch kann die Abwasserentsorgung als großtechnisches System eingestuft werden (ebenso der schienengebundene öffentliche Personennahverkehr). Auch wenn diese materiell nicht durch Leitungen bzw. Schienen vernetzt sind, zeichnen sich ihre immateriellen, sozialen Systemkomponenten, wie allgemeingültige Qualitätsstandards, spezialisierte Berufsgruppen, Verbände, Wissenschaft etc. durch eine intensive und weiträumige Vernetzung aus, die letztlich auch in technischer Hinsicht ein hohes Maß an Konvergenz zur Folge hat.

c) Institutionalisierung als sozio-technisches System

Die großtechnischen Infrastruktursysteme hängen auf der einen Seite auf das Engste mit der Verwendung bestimmter technischer Artefakte und Verfahren zusammen. Sie sind auf der Basis von spezifischen technischen Innovationen überhaupt erst entstanden und entwickeln sich entsprechend der fortdauernden Dynamik des technischen Innovationsprozesses fort (Mayntz; Schneider 1995: 77). Auf der anderen Seite haben sie sich zu abgrenzbaren und organisatorisch und institutionell ausdifferenzierten sozialen Funktionssystemen entwickelt. Sie verfügen über eine eigene Wissensbasis, spezielle Normen, spezialisierte Berufsgruppen, große formale Organisationen und ein hohes Maß an interner Integration und Vernetzung. Schließlich sind technische Infrastruktursysteme gesellschaftsweit etabliert, und sie sind praktisch allen Gesellschaftsmitgliedern zur Nutzung zugänglich (Mayntz 1988: 234).

Im Unterschied zu den anderen sozialen Systemen wird ihre institutionell-organisatorische Struktur stark durch bestimmte Technologien, z. B. Kraftwerke, Turbinen, Transformatoren, Netze etc. geprägt. Diese Techniken prägen soziales Handeln und soziale Beziehun-

gen etwa zwischen den Betreibern, Nutzern, Planern, Regulierern usw. Beispielsweise benötigen dezentralisierte Energiesysteme völlig andere institutionelle Strukturen als ein System mit wenigen zentralen Kraftwerken. Sie können daher kaum als rein soziale Systeme gelten, werden aber auch nicht durch Technik determiniert, so dass sie als sozio-technische Systeme bezeichnet werden (vgl. Joerges 1988, Mayntz 1988). Die sozio-technischen Systeme werden neben den immobilen physischen Komponenten, technischen Verfahren und Artefakten durch einen spezifischen institutionellen Kontext geformt und sind sozial konstruiert (Bijker et al. 1987).

Die Techniksysteme stehen also einerseits in einem sozialen Produktions- und Verwendungszusammenhang, sie sind also sozial geprägt und werden in ihrer Anwendung sozial organisiert. Andererseits sind technische Systemkomponenten zunehmend in soziale Zusammenhänge eingebaut, d. h. soziale Interaktionen werden in ihrer Struktur und Dynamik maßgeblich durch die technischen Artefakte der Infrastruktursysteme geprägt (Mayntz 1988: 236). Das Charakteristikum der Systeme ist also ihre Wechselwirkung zwischen „socially constructed and society shaping“, also zwischen der sozialen Konstruktion von Technik und der Prägekraft von Techniken für Gesellschaften (Hughes 1987: 51). „Im Grunde ist damit nicht mehr gesagt, als dass die Technik zwar gesellschaftlich, d. h. nach Bedürfnissen, Sicherheitsstandards, Effizienzkriterien, wirtschaftlichen Kalkülen und anderen Gesichtspunkten erzeugt wird, dann als Artefakt bzw. System von Artefakten ihrerseits eine gewisse Widerständigkeit gegen soziale „Zumutungen“ aufweist: Artefaktsysteme lassen sich nicht beliebig miteinander verknüpfen, einmal beschrittene Entwicklungspfade lassen sich nicht mehr zurückgehen, nicht einmal ohne weiteres verlassen“ (Weingart 1989: 178).

d) Hohe Kapitalintensität

Investitionen in technische Infrastrukturanlagen gehen in der Regel mit einer hohen Kapitalintensität, langen Amortisationszeiträumen und einem hohen Anteil „versunkener“ Kosten einher (vgl. auch Hughes 1987: 77, Mai 2004). Die einmal getätigten Investitionen in Kraftwerke, Züge sowie in Energie-, Telekommunikations- und Bahnnetze amortisieren sich für die Betreiber häufig erst nach einer langen Betriebsdauer der Anlagen. Hinzu kommt, dass Investitionen in Neubau und Modernisierung von Infrastrukturanlagen in der Regel langwierige Genehmigungsverfahren vorausgehen. Mit dem Genehmigungsbescheid wird den Unternehmen zugleich eine gewisse Planungssicherheit für die kostspieligen Investitionsprojekte garantiert und eine einklagbare Restlaufzeit eingeräumt. Die langen Planungs- und Amortisationszeiträume führen dazu, dass über den Einstieg in eine bestimmte Infrastruktortechnik von einer anderen Regierung und auf Basis anderer gesellschaftlicher Mehrheiten entschieden wird als über deren weitere Nutzung (Mai 2004). Wegen der Langfristigkeit der Planungen beim Aufbau einer technischen Infrastruktur, langfristigen Betriebsgenehmigungen und Verträgen sowie Amortisationszeiträumen von häufig mehreren Jahrzehnten lassen sich kurzfristige Kurskorrekturen aufgrund neuen Wissens (z. B. um die Klimawirkungen von Kohlekraftwerken) oder aufgrund der Änderung gesellschaftlicher Konstellationen (z. B. Regierungswechsel, Bürgerproteste, veränderte Marktsituation) kaum vornehmen.

e) *Pfadabhängigkeit*

Im Laufe der Zeit entwickeln alle Systeme ein ausgeprägtes Trägheitsmoment bzw. Beharrungsvermögen, ein so genanntes „technologisches Momentum“ (Hughes 1983: 76-80): Ein wesentliches Element dieses Momentums besteht darin, dass sich um bestimmte Technikvarianten in großtechnischen Systemen in aller Regel ein Netzwerk aus „system builders“ (Hughes 1983) gruppiert, deren Interessen sich im Laufe der Zeit an der Nutzung und beständigen Fortentwicklung dieser Techniken entlangranken. Neben den Infrastrukturunternehmen und ihren Verbänden sind dies Erfinder und Wissenschaftler, Ingenieure, Manager, Finanzdienstleister, Politiker, Verwaltungsmitarbeiter und verschiedene Nutzergruppen, die das Techniksystem entwickeln, unterstützen, fördern und von ihm profitieren. Diese Akteure, die hohe Investitionen in den Aufbau institutioneller und technischer Strukturen geleistet haben, sind daran interessiert, diese Strukturen zu erhalten, um über den Zeitverlauf die Kosten abschreiben zu können. In aller Regel widersetzen sie sich politischen Reformbestrebungen, die ihre Macht, Kontrolle und Handlungsspielräume beschneiden (Summerton 1994: 4).

Mindestens ebenso wichtig wie diese Tendenz zur institutionellen Konsolidierung ist das enorme Beharrungsvermögen der materiell-physischen Komponenten. Die technischen Artefakte sind durch eine beträchtliche Größe, weiträumige Vernetzung, Dauerhaftigkeit und Akkumulation geprägt. Eine einmal implementierte technische Infrastruktur lässt sich nicht ohne Weiteres durch eine andere Technikoption ersetzen und definiert einen Entwicklungspfad weit in die Zukunft.⁴ Die Entscheidung für eine bestimmte Struktur der Stromversorgung (Nukleartechniken, Windkraftanlagen etc.) oder des Schienenverkehrs bedeutet in der Regel eine Festlegung für mehrere Jahrzehnte (vgl. Mai 2004). Alternative Technikoptionen – z. B. die Substitution zentraler Großkraftwerke durch Technologien der dezentralen Stromerzeugung oder die des ICE durch den Transrapid – müssen daher nicht nur gegenüber hoch organisierten Sektorakteuren durchgesetzt werden und erfordern neue Formen der sozialen Organisation. Vielmehr sind sie teilweise auch aus technischen Gründen nur mit hohem Aufwand in bestehende Technikstrukturen implementierbar, da sie z. B. neue Anforderungen an den Aufbau bzw. die technische Koordination der Netze stellen, technisch erst mit anderen Systembestandteilen kompatibel gemacht werden müssen oder das vorhandene Personal für die Technikanwendung nicht qualifiziert ist. Ist über bestimmte Technikkonzepte einmal entschieden, kann der damit verbundene Prägeprozess des Gesamtsystems später nur noch rudimentär bzw. in längeren Zeiträumen zurückgeschrieben oder in andere Richtungen fortentwickelt werden. Es kann dann zu einem „Schließungsprozess“ gegenüber Technikalternativen kommen, in dem sich selbst konstruktive oder sogar überlegene Technikvarianten nicht durchsetzen können.

⁴ „The durability of artifacts and of knowledge in a system suggests the notion of trajectory (...). Modern capital intensive systems possess a multitude of durable physical artefacts. (...) Durable physical artifacts project into the future the socially constructed characteristics acquired in the past when they were designed.“ (Hughes 1987: 77).

f) Kritizität und Störpotenzial

Im gesellschaftlichen Modernisierungs- und Industrialisierungsprozess spielten und spielen großtechnische Infrastruktursysteme eine zentrale Rolle. Im Zuge der technischen und ökonomischen Entwicklung fortgeschrittener Industriegesellschaften sind wirtschaftliche und politische Aktivitäten in zunehmendem Maße von der reibungslosen und friktionsfreien Bereitstellung von Infrastrukturleistungen wie z. B. von Energie- und Wasserversorgung sowie von Verkehrs- und Kommunikationswegen abhängig geworden. Über die intensivierete technische Kopplung und Informatisierung dieser Systeme ist inzwischen ein hohes Maß technischer Abhängigkeit erreicht. Die Infrastruktursysteme besitzen daher ein erhebliches Störpotenzial. Betriebsausfälle, technische Störungen, Unfälle von Systembestandteilen und Anschläge können zu einschneidenden Störungen des wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Lebens führen. Die Einschränkung oder der Verlust ihrer Leistungsfähigkeit und die zeitliche Unterbrechung ihrer Versorgungsleistungen sind daher ein zentraler Gegenstand öffentlicher Ängste; je effektiver die Systeme sind, umso größer sind die Ängste bezüglich der möglichen Konsequenzen von Betriebsausfällen (La Porte 1988: 240). Das „Störpotenzial“ der Systeme ist umso größer, je mehr und je asymmetrischer moderne Gesellschaften von ihren Infrastrukturleistungen abhängig sind (Mayntz 1988: 235). Die fortschreitende Abhängigkeit von technischen Infrastruktursystemen und die damit verbundene politische Problematik einer zuverlässigen Kontrolle dieser zentralen Unterstützungsstrukturen werden in den USA in den letzten Jahren vermehrt unter dem Begriff der „Kritischen Infrastrukturen“ diskutiert.⁵

g) Staatsnähe und zugleich hoher Selbstorganisationsgrad

Weil technische Infrastrukturen eine zentrale Rolle für die Entwicklung eines Landes spielen und weil sie vergleichsweise störanfällig sind, entwickelten sie sich (zumindest in Europa) zu staatsnahen oder marktfernen Sektoren. In diesen Sektoren übernahmen staatliche Einrichtungen auch jenseits von umwelt- oder verbraucherpolitischen Aufgaben ein deutlich höheres Maß an ordnungs- und strukturpolitischer Verantwortung für die Leistungsfähigkeit des Sektors als in anderen marktwirtschaftlich verfassten Wirtschaftsbereichen (Mayntz; Scharpf 1995: 13 f.). Die technischen Infrastruktursysteme wurden zumeist in Form staatlich lizenzierter und kontrollierter Monopole organisiert. In Form öffentlicher Unternehmen wurden die Infrastrukturaufgaben vielfach durch den Staat bzw. die Kommunen selbst wahrgenommen. Insgesamt haben die technischen Infrastruktursysteme durch ihr hohes Nutzen- und Störpotenzial eine hohe staatliche Regelungsdichte provoziert und einen starken interventionistischen Staat gefördert (Hermes 1998: 327, Mayntz; Schneider 1995: 96). Staat und technische Infrastruktursysteme haben sich gewissermaßen in einer koevolutionären Beziehung „wechselseitig in ihrem Wachstum stimuliert und in ihrer Zentralisierung gefördert“

⁵ So ist im Jahr 2004 erstmals das „International Journal of Critical Infrastructures“ erschienen. Die Diskussion um kritische Infrastrukturen wurde im US-amerikanischen Raum insbesondere infolge der Terroranschläge des 11. Septembers intensiviert. Zunehmend wird die Debatte auch in Deutschland rezipiert, etwa im Rahmen einer Tagung des Arbeitskreises „Politik und Technik“ der Deutschen Vereinigung für Politische Wissenschaften oder auch im politischen Raum (vgl. hierzu: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: <http://www.bsi.bund.de/fachthem/kritis>, 20.01.2005).

(Mayntz; Schneider 1995: 96). Nur durch die Staatsnähe schienen ein hohes Maß an Sicherheit und Qualität der Infrastrukturen sowie bestimmte Ziele des „service public“, wie die Vermeidung räumlicher Disparitäten, gewährleistet.

Es handelt sich nur um einen scheinbaren Widerspruch, dass die großtechnischen Infrastruktursysteme trotz ihrer Staatsnähe und ihrem hohen bürokratischen Organisationsgrad in der Regel auch einen hohen Grad an Selbstorganisationsfähigkeit entwickelt haben. Zumeist sind sie durch wenige Großunternehmen geprägt und verfügen über hochorganisierte Interessen- und Berufsverbände, Gewerkschaften, eine eigene Wissensbasis und einen hohen Grad an sektoraler Vernetzung. Trotz ihrer Staatsnähe konnten sich die Unternehmen – unter anderem aufgrund ihres Wissensvorsprungs, ihrer finanziellen und personellen Ressourcenstärke – in vielen Fällen einer direkten staatlichen Einflussnahme wirksam entziehen.

3 Die räumliche Ausbreitung und Entwicklung großtechnischer Systeme

Die räumliche Ausbreitung und Strukturentwicklung der bestehenden großtechnischen Systeme ist typischerweise durch analoge Phasen geprägt, die insbesondere von Hughes herausgearbeitet wurden.⁶ An ihrer Entwicklung wirken zahlreiche „system builder“, d. h. individuelle Akteure (Erfinder, Konstrukteure, Manager, Juristen, Politiker, Anwender) oder Organisationen (Unternehmen, Banken, Behörden) mit. In jeder Entwicklungsphase ergeben sich spezifische Probleme, zu deren Bewältigung jeweils spezifische Kompetenzen benötigt werden und jeweils spezifische system builder beitragen (Hughes 1983: 14-17). Die Systementwicklung ist durch die verschiedenen Phasen der Erfindung, Entwicklung, Innovation, des Technologietransfers, des Wettbewerbs und Systemwachstums sowie der Universalisierung und Konsolidierung (vgl. Hughes 1987, Coutard; Pflieger 2002, Kaijser 2004) geprägt. Diese Prozesse lassen sich allerdings nicht strikt sequenziell und scharf nach Phasen trennen, sondern sie überlappen sich, verlaufen simultan oder drehen sich in der Richtung teilweise um. Folgende Phasen lassen sich identifizieren:

a) *Erfindung, Entwicklung und Innovation*

Die erste Phase reicht von der Erfindung, aus der neue Technologiesysteme hervorgehen (z. B. die Glühbirne), über ihre Entwicklung, in deren Rahmen einzelne Technologieunternehmer wie Alexander Bell (Telefon), Thomas A. Edison (Glühbirne), Guglielmo Marconi (drahtlose Telegrafie) für die notwendigen ökonomischen Förderressourcen und die politische Unterstützung sorgen, bis hin zur Innovation, wo das System zur effizienten Anwen-

⁶ Eine Ausnahme bildet in vielerlei Hinsicht der Aufbau moderner Wasser- und Abwassernetze. Während die Herausbildung großtechnischer Systeme eine neue historische Erscheinung ist, existierten die staatstragenden Wasserbausysteme bereits in den Hochkulturen der Antike (vgl. Radkau 1994: 56-68). Im Unterschied zu anderen Infrastruktursystemen wurden die netzgebundene Wasserver- und Abwasserentsorgung von Beginn an unter Ausschluss von Wettbewerb organisiert. Durch die Relevanz öffentlicher Gemeinwohlinteressen, wie dem Gesundheits- und Seuchenschutz, der Löschwasserbereitstellung und der Sauberkeit der Straßen, blieb Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern von Beginn an die Ausnahme. Stattdessen wurde der Aufbau moderner Ver- und Entsorgungsnetze der Siedlungswasserwirtschaft durch politische Initiativen angetrieben und war geprägt durch weit reichende politische Interventionen (Coutard; Pflieger 2002: 6, 8 f.).

ung gebracht wird. Diese erste Phase ist vor allem durch Erfinder geprägt, die wirtschaftlich tätig werden und in Kooperation mit Ingenieuren, Konstrukteuren und Geldgebern den Entwicklungsprozess des Systems bis zur Anwendungs- und Marktreife beeinflussen. Die räumliche Ausbreitung bleibt zunächst auf einzelne städtische Zentren oder urbane Teilräume mit günstigen Nachfragebedingungen begrenzt (z. B. Industriegebiete).

b) Regionaler Technologietransfer

In der zweiten Phase des Technologietransfers kommen die Techniksysteme in anderen städtischen Regionen zur Anwendung. Hierbei werden die Technologien und die organisatorischen Systemkomponenten auf andere Regionen transferiert und dort den spezifischen geographischen, politischen und sozialen Bedingungen vor Ort angepasst. Durch national- bzw. regionalspezifische Regulierungsinstitutionen, die jeweils dominierenden Technologieunternehmer, die raumspezifischen Nachfragebedingungen und durch naturräumliche Bedingungen bilden sich spezifische „regional technological styles“ heraus.

c) Wettbewerb und räumliches Systemwachstum

In dieser Phase wachsen die Marktanteile der neuen Techniksysteme, und damit nimmt auch der wirtschaftliche Erfolg zu. Hierbei wird das Systemwachstum vor allem durch private Unternehmer angetrieben, welche die Entwicklung und Verbreitung der Technologien forcieren. Diese Unternehmer stehen untereinander in scharfem Wettbewerb um die Versorgung lukrativer Kundengruppen und um profitable Gebiete. Darüber hinaus konkurrieren sie auch mit den „system builders“ herkömmlicher Technologien. So war die Beleuchtung mit Gas zunächst günstiger als durch Elektrizität, die Telekommunikation günstiger per Telegrafen als durch Telefone, ein Telefax günstiger als eine E-Mail etc. Die Unternehmer müssen daher häufig erst eine Nachfrage nach den Infrastrukturleistungen schaffen und die Kunden von dem Zusatznutzen überzeugen.

Bei der räumlichen Ausdehnung der Infrastrukturnetze müssen immer wieder systemimmanente sozio-technische Hindernisse überwunden werden. Diese von Hughes (1987: 73) mit der militärischen Metapher der „reverse salients“ (zurückbleibende Frontabschnitte) benannten Systemkomponenten hinken dem Innovationsprozess des Gesamtsystems hinterher und verlangsamen dessen Wachstum und Fortschritt. Dieses Hinterherhinken kann sich auf technische, ökonomische, organisatorische und politische Aspekte beziehen, die das weitere Systemwachstum hemmen. Die Systembauer müssen daher in der Lage sein, diese zurückbleibenden Systemkomponenten zu identifizieren und in lösbare Probleme zu transformieren (vgl. Hughes 1987: 73). Daneben wird die Entwicklung des Systems immer wieder durch sozio-technische Probleme gehemmt, die systemimmanent unüberwindbar bleiben und auf Dauer nur durch alternative Systemvarianten überwunden werden können. Diese Probleme sind nur durch einen „battle of the systems“, also einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Techniksystemen zu bewältigen. Der Ausgang dieses Substitutionswettbewerbs wird nicht nur durch technische Rationalitäten oder technische Sachzwänge bestimmt. Mindestens ebenso wichtig erscheinen die mit einer Technikvariante verknüpften institutionellen Interessen der Systembauer und deren Machtkonstellationen, aber auch externe Faktoren, wie eine interessierte Öffentlichkeit.

Die zunächst eher kleinräumigen und dezentralen Techniksysteme (Inselsysteme) sind im Aufbau und Betrieb relativ kostenintensiv. Zugleich bleibt der individuelle Nutzen angesichts der geringen räumlichen Reichweite und häufigeren Betriebsausfällen noch vergleichsweise gering. Erst mit der Ausbreitung der Techniksysteme sinken die individuellen Anschlusskosten und die realisierbaren Nutzeneffekte können durch die voranschreitende Verknüpfung kleiner Netze zu größeren maximiert werden. Es treten Skaleneffekte auf, indem beispielsweise die Aufbereitungskosten pro Kubikmeter Trinkwasser mit zunehmender Größe der Aufbereitungsanlage abnehmen, sodass niedrigere Preise möglich werden. Durch die Expansion der Techniksysteme kann eine kritische Masse überwunden werden, die individuellen Anschlusskosten sinken und die Qualität der Leistungen kann erhöht werden, je mehr Nutzer an die Netze angeschlossen sind (positive Netzwerkexternalitäten). Aufgrund längerfristiger Infrastrukturinteressen, aber auch aufgrund kommerzieller Eigeninteressen fördern staatliche und kommunale Akteure den Ausbau und die Verknüpfung der Netze. Durch die Gründung öffentlicher Ver- und Entsorgungsunternehmen werden sie zunehmend selbst in der Infrastrukturversorgung tätig. Insgesamt entsteht vor allem in den strukturgünstigen urbanen Regionen mit hoher Verbrauchsdichte und niedrigeren Anschlusskosten ein Nachfragesog („demand-pull“), und in räumlicher Hinsicht setzt ein deutliches Systemwachstum ein.

Trotz dieses Systemwachstums rentieren sich die Systeme aufgrund hoher Anfangskosten im Aufbau und Betrieb der Techniksysteme vor allem in urbanen Regionen, und ihre Nutzung bleibt zunächst einer zahlungskräftigen städtischen Elite vorbehalten. Vor allem die armen Bevölkerungsschichten bzw. die Nutzer in ländlichen Regionen bleiben auf technologische Alternativen angewiesen.

d) Universalisierung und Konsolidierung

Auch wenn die Konkurrenz zwischen privaten Unternehmen bzw. zwischen öffentlichen und privaten Unternehmen die Ausbreitung in den Städten zunächst deutlich stimuliert und beschleunigt, führt dies zunächst nicht zu ihrer flächendeckenden Ausbreitung im besiedelten Raum und zur Versorgung der gesamten Bevölkerung mit Infrastrukturleistungen. Erst durch politische Interventionen, die Einführung von regionalen bzw. nationalen Versorgungsmonopolen und die Gründung öffentlicher Unternehmen kommt es zu einer Universalisierung der Infrastrukturdienste, indem auch die ärmeren städtischen Bevölkerungsschichten und schließlich die ländlichen Regionen an die Netze angeschlossen werden. Die Versorgung aller Bevölkerungsschichten und des gesamten besiedelten Raums wird zunehmend zu einer politischen Aufgabe. In allen Industrieländern etabliert sich eine soziale Norm der öffentlichen Daseinsvorsorge bzw. des Service Public (Coutard; Pflieger 2002: 9). Das Konzept der Daseinsvorsorge entstand als Reaktion auf die Erfahrung der Unsicherheiten der Allokations- und Verteilungsfunktion des Marktes und zielte darauf, die Versorgung der Bevölkerung und Wirtschaft mit bestimmten elementaren Infrastrukturgütern und -dienstleistungen zu garantieren (Cox 2001: 12). Dabei liegt es wesentlich im Verantwortungsbereich der öffentlichen Hand, für die preisgünstige und sichere (verstanden als eine von räumlichen und zeitlichen Gegebenheiten sowie Einkommensverhältnissen weitgehend unabhängige) Bereitstellung der Dienstleistungen zu sorgen.

Ab einem gewissen Zustand setzt eine zunehmende Konsolidierung ein. In dieser Phase schwächen sich die ökonomischen Kräfte, die in der Expansionsphase das Wachstum der Systeme vorangetrieben haben, zunehmend ab. Economies of scale erreichen ein Sättigungsniveau, economies of scope sind weitgehend erschöpft und auch bei der Nachfrage nach den herkömmlichen Infrastrukturleistungen treten Sättigungseffekte auf (Hiessl et al. 2003: 132). Grundlegende Kurskorrekturen und Pfadabweichungen werden unwahrscheinlich und lassen sich allenfalls langfristig umsetzen. Die Techniksysteme entwickeln ein „Momentum“ (vgl. Kap. 2, Pkt. e), und die Masse an technologischen und organisatorischen Systemkomponenten schränkt ihre Flexibilität und Anpassungsfähigkeit ein. Ist eine solche Konsolidierungsphase erreicht, haben es radikale Innovationen bzw. alternative Systemvarianten schwer, sich durchzusetzen. Treten Probleme auf, richten sich die technisch-institutionellen Anstrengungen der Akteure vor allem auf inkrementelle Innovationen, die mit den Komponenten des bestehenden technologischen Regimes kompatibel sind. Radikale neue Technikvarianten oder institutionelle Systeminnovationen entwickeln sich in dieser Phase allenfalls in den Nischen der Systeme, haben also eher komplementären als substitutiven Charakter (vgl. Mayntz 1988: 254).

e) Aktuelle Tendenzen einer Systemtransformation

Ab den Achtzigerjahren zeichnet sich eine fünfte Phase der Systementwicklung ab, die bestehende sozio-technische Strukturen tief greifend verändert. Es kommt zur Einführung von Wettbewerb – genauer gesagt zur Wiedereinführung – und zur Aufhebung der Monopolgebiete in den wettbewerbsfähigen Bereichen. Darüber hinaus wird die Bereitstellung der Infrastrukturleistungen (wieder) vermehrt an privatwirtschaftliche Unternehmen delegiert, und es kommt zu einer teilweisen Entflechtung zwischen staatlichen Institutionen und der Versorgungswirtschaft. Die technischen Netze expandieren durch immer stärkere Verknüpfung über die nationalen Grenzen hinweg, und es ist eine wachsende Internationalisierung der Versorgungsunternehmen und der staatlichen Regulierung zu beobachten. Darüber hinaus werden technische Innovationen zur Anwendungs- und Marktreife gebracht, die das Potenzial haben, das bestehende Techniksystem strukturell zu verändern.

4 Die Transformation großtechnischer Systeme als neues Forschungsfeld

Die Studien zu großtechnischen Infrastruktursystemen tragen dazu bei, die Entwicklung von moderner Technik nicht nur als einen Prozess ingenieurwissenschaftlichen Fortschritts, sondern als einen sozio-technischen Prozess verständlich zu machen. Dabei werden strukturelle Gemeinsamkeiten von relativ heterogenen Techniksystemen identifiziert und ihre Funktionsweise erklärt und vergleichbar gemacht. Neben der sozialwissenschaftlichen Technikforschung kann auch die moderne Infrastrukturforschung von diesen Erkenntnissen profitieren, indem die Eigenlogik, die Pfadabhängigkeit und die besonderen Anforderungen an die politische Steuerung von Versorgungssystemen herausgearbeitet wurden. Da der Schwerpunkt der bisherigen Forschung auf der geschichtlichen Entstehung und Entwicklungsdynamik der Systeme liegt, wurden aktuelle Probleme und Entwicklungen allerdings bisher kaum erfasst. Besonders die ab den Siebziger- bis Achtzigerjahren des 20. Jahrhunderts weltweit einsetzende Transformationsphase großtechnischer Systeme wurde bislang allenfalls ansatzweise rezipiert (als Ausnahmen vgl. Summerton 1994, Coutard 1999).

In nahezu allen Systemen ist zu beobachten, dass entscheidende Systemkomponenten wie die politische Kontrolle, die Wirtschaftsstruktur und das technologische Profil markanten Veränderungen unterliegen. Hierdurch setzt auch in räumlicher Hinsicht ein tief greifender Wandel ein, der durch verschiedene, sich überlagernde und wechselseitig beeinflussende Entwicklungen ausgelöst wird (vgl. ausführlich für die Stromversorgung: Monstadt 2004):

a) Ökologische Modernisierung

Erstens hat in einigen Infrastruktursystemen, insbesondere in der Energie- und Wasserversorgung, der Abwasserentsorgung und eingeschränkt auch in Verkehrssystemen, ab den 70er-Jahren ein Prozess der ökologischen Modernisierung eingesetzt, der überwiegend durch eine Vielzahl inkrementeller politischer Reformen und technischer Innovationen geprägt ist. Dieser Prozess wird angetrieben durch den kontinuierlich anwachsenden ökologischen und ökonomischen Problemdruck der großtechnischen Systeme, ihre Politisierung durch Umweltbewegung und Massenmedien, durch wissenschaftliche Befunde und Risikoprognosen und schließlich durch die schrittweise Erweiterung der institutionellen und technischen Kapazitäten der Problembewältigung. Seitdem wurden die politischen, administrativen und rechtlichen Kapazitäten im staatlichen Umwelt- und Naturschutz auf allen politischen Ebenen kontinuierlich erweitert. So wurden die ordnungsrechtlichen Umweltstandards im Immissionsschutz, im Trinkwasserbereich und zur Einleitung von Abwässern, aber auch die naturschutzrechtlichen und raumordnerischen Anforderungen an die Errichtung von Infrastrukturanlagen fortdauernd verschärft. Darüber hinaus richten sich die Bemühungen der Umweltpolitik mittlerweile vermehrt auf ein ökologisches Management der Stoffströme, etwa durch die Förderung der Energie- und Materialeffizienz, der Wassereinsparung sowie die qualitative Veränderung der Stoffströme, z. B. durch erneuerbare Energien. Neben den staatlichen Institutionen der Umwelt- und Naturschutzpolitik und den Umweltverbänden werden ökologische Modernisierungsprozesse zunehmend auch von innovativen Unternehmen der Umweltwirtschaft angetrieben, die zu Promotoren eines industriellen Wandels werden.

b) Privatisierung

Zweitens hat in nahezu allen Industrieländern ab den Achtzigerjahren, und verstärkt ab Mitte der Neunzigerjahre ein Prozess der Privatisierung von öffentlichen Unternehmen und Aufgaben der Infrastrukturversorgung eingesetzt. Die zu beobachtende „neoliberale Renaissance“ (Ambrosius 1994) macht auch vor den ehemals staatsnahen Infrastruktursektoren nicht halt. In nahezu allen westlichen Industriegesellschaften wird versucht, durch Rückführung der staatlichen Wirtschaftstätigkeit und der staatlichen Eigenleistungen in der Infrastrukturversorgung den Spielraum für privatwirtschaftliche Initiative und höhere Kosteneffizienz zu erweitern. So wurden in Deutschland alle Bundesbeteiligungen und nahezu alle Landesbeteiligungen an der Energiewirtschaft veräußert, die Privatisierung des Luftverkehrs und der Telekommunikation ist weit fortgeschritten und die Veräußerung der Bundesbeteiligungen an der Deutschen Bahn ist mittelfristig wahrscheinlich. Ab Mitte der Neunzigerjahre wurden auch zahlreiche kommunale Energieversorger veräußert, ein Trend, der in den letzten Jahren auch vermehrt in der Wasserversorgung zu beobachten ist. Neben dieser Privatisierung von Infrastrukturunternehmen kommt es auch durch das Outsourcing ehemals öffentlicher Auf-

gaben zu einer vermehrten „private sector participation“, z. B. durch die vertragliche Vergabe von Finanzierungs- und Managementaufgaben in der Infrastrukturversorgung oder durch die Beauftragung von Contracting-Unternehmen, Umwelt-, Energie- und Technologieagenturen etc.

Indem zahlreiche ehemals öffentliche Unternehmen verkauft und öffentliche Aufgaben an Private delegiert werden, kommt es zu einer immer stärkeren Entflechtung zwischen staatlichen Institutionen und Infrastrukturunternehmen. Die Wahrnehmung von Aufgaben der Infrastrukturversorgung, des Umweltschutzes, der Technologieförderung etc. erfolgt zunehmend getrennt von der Kontrolle der Leistungserbringung.

c) Liberalisierung und Kommerzialisierung

Drittens kommt es durch die Wettbewerbsreformen ab der zweiten Hälfte der Achtzigerjahre zu einem radikalen Wandel der institutionellen Strukturen großtechnischer Systeme. Traditionell wurde im Bereich der Infrastruktur- und Versorgungsleistungen aus verschiedenen Gründen (natürliches Monopol, öffentliche und meritorische Güter, externe Effekte) Marktversagen unterstellt und die staatliche Bereitstellung von Leistungen und der Ausschluss von Wettbewerb als unverzichtbar angesehen. Ausgelöst durch ökonomische Fehlentwicklungen der monopolistisch organisierten Infrastruktursysteme, durch neuere technologische Entwicklungen, aber auch durch die wachsende Verbreitung neoliberaler Grundüberzeugungen setzte in allen westlichen OECD-Ländern ein Paradigmenwechsel ein. Aufbauend auf den Erfahrungen einzelner Vorreiterländer wurde und wird ein gemeinsamer Binnenmarkt von der Europäischen Kommission seit dem Ende der Achtzigerjahre in allen technischen Infrastruktursystemen aktiv vorangetrieben. Hierzu zählen die Binnenmarktregelungen für die Telekommunikation (seit 1988/90 und 1995, schrittweise Vertiefung), für die Energieversorgung (Elektrizität seit 1997 und Gas seit 1998, schrittweise Vertiefung), für den Bahnverkehr (Gütertransport, Passagiertransport, seit 1990 schrittweise Liberalisierung), die Schaffung eines einheitlichen europäischen Luftraums (in Verhandlung, unter anderem Liberalisierung der Flugverkehrsüberwachung) oder die Einführung von Wettbewerbsregelungen im Öffentlichen Personennahverkehr (Ausschreibungspflicht, „kontrollierter Wettbewerb“, in Verhandlung). Lediglich die Wasserversorgung wurde bisher von den europäischen Wettbewerbsreformen ausklammert. Zumindest in Deutschland wird hier – im Unterschied zu Ländern wie Großbritannien, Frankreich oder Spanien – zunächst auf die Einführung von Wettbewerb verzichtet, lediglich ein institutionalisierter Leistungsvergleich zwischen den Unternehmen („benchmarking“) wird derzeit diskutiert.

Sowohl was die staatliche Kontrolle, die Industriestruktur, die Verbraucher als auch die sektorale Interessenvermittlung angeht, löst die Liberalisierung der Infrastrukturversorgung stark veränderte institutionelle Konstellationen aus.

d) Technische Innovationen

Schließlich stellen technische Innovationen eine zentrale Triebkraft des Wandels von Infrastruktursystemen dar. Die technischen Entwicklungen können zu einer „competition between rival technologies“ (Guy et al. 2001: 198) und zu einer Neukonfiguration technischer Netze führen. Beispielsweise ergänzen dezentrale Systeme der Stromerzeugung und Netz-

einspeisung in zunehmendem Maße die bereits bestehenden zentralisierten Technikstrukturen der Stromversorgung. Auch in der Wasserversorgung zeichnen sich durch die Fortschritte bei der Membrantechnologie und dezentraler Anlagen zur Aufbereitung lokaler Trinkwasserquellen und von Regenwasser oder Grauwasser technische Systemalternativen ab. Besonders in der Telekommunikation haben neue Übertragungstechnologien und völlig neue Anwendungen die bestehenden sozio-technischen Strukturen radikal verändert (Internet, E-Mail, Mobilfunk). Schließlich konnte durch die Einbeziehung von neuen Elektro-, Mess-, Steuer-, Regel- und Leittechniken in die Kontrolle, Abrechnung und Organisation der Infrastrukturversorgung das Möglichkeitsspektrum von Infrastrukturdiensten erheblich erweitert werden.

5 Die neue Logik der Infrastrukturversorgung

Die beschriebenen Veränderungen, die seit den Achtzigerjahren in allen großtechnischen Systemen eingesetzt haben, führen in ihren kumulativen Effekten zu einem tief greifenden Strukturwandel der technischen Infrastruktursysteme. Die Rede ist von einer „new logic of infrastructure provision“ (Marvin; Guy 1997: 2027), die von der sozialwissenschaftlichen Infrastrukturforschung noch kaum untersucht wurde. Hierbei werden zentrale soziale Komponenten des Systembetriebs wie die Marktstruktur und die Unternehmensstrategien, die Rolle der Verbraucher sowie die politische Kontrolle und Regulierung erheblichen Veränderungen unterworfen (vgl. ausführlich zur Stromversorgung Monstadt 2004):

a) Wandel der Unternehmensstrategien und der Marktstruktur

Im Zuge von Liberalisierungsprozessen werden die ehemaligen Gebietsmonopole in dem meisten Infrastruktursystemen für Wettbewerb geöffnet. Infolgedessen richten die Versorgungsunternehmen ihre Geschäftspolitik neu aus, schöpfen Rationalisierungspotenziale durch Abbau von Beschäftigung und effizientere Betriebsführung aus und überprüfen ihr Infrastrukturangebot und ihre Investitionstätigkeit vermehrt nach Wettbewerbskriterien. Der Druck zur Einführung einer betriebswirtschaftlichen Unternehmensführung wird nicht nur durch die Liberalisierung, sondern auch die Privatisierung zahlreicher öffentlicher Unternehmen erhöht, da die privaten Aktionäre in vielen Fällen höhere Renditeerwartungen als kommunale oder staatliche Anteilseigner haben. Die ehemals ausschließlich innerhalb der Versorgungsgebiete tätigen Unternehmen erschließen neue überregionale bzw. internationale Märkte, indem sie durch professionelle Marketing- und Vertriebsstrategien neue Kunden werben, vor allem aber indem sie durch Fusionen und Unternehmensaufkäufe ihren Aktionsradius erweitern.

Zwar sind die Unternehmen auch weiterhin rechtlich verpflichtet, Minimalstandards der Versorgungssicherheit und anderer Ziele der Daseinsvorsorge zu gewährleisten. Die bisherige Unternehmensethik öffentlicher Daseinsvorsorge – das Ideal preiswerter, zuverlässiger und flächendeckender Versorgung unabhängig von Einkommen und Wohnort – wird jedoch vermehrt nach Rentabilitätskalkülen überprüft (Guy et al. 1997). Die bisherige „built-and-supply-Logik“, wonach die Infrastrukturanlagen nach technischen Kriterien optimiert und Investitionen an der maximalen Spitzenlast und Sicherheitsreserve ausgerichtet wurden (Moss 1998: 216 f.), weicht zunehmend den Prinzipien einer wettbewerbsorientierten Unternehmensführung.

Veränderungen der Marktstruktur ergeben sich jedoch nicht nur aus der wettbewerbsorientierten Neuausrichtung der etablierten Unternehmen, sondern auch durch die Etablierung neuer Marktteilnehmer. Besonders markant ist diese Entwicklung in der Telekommunikation, wo neue technische Innovationen wie das Mobiltelefon und das Internet zu einer rasanten Ausdifferenzierung des Anbieterspektrums von Dienstleistungen und Telekommunikationslösungen geführt haben. Doch auch in anderen Branchen wie der Energie- und Wasserwirtschaft haben Hersteller und Anwender innovativer Umwelttechnologien (z. B. Hersteller und Betreiber von Mikro- oder Regenerativkraftwerken und dezentralen Kläranlagen, von Technologien zur effizienten Wasser- oder Energienutzung beim Verbraucher, von ressourcensparenden Fahrzeugen), oder Anbieter neuer Umweltdienstleistungen (z. B. Unternehmen im Bereich Umweltberatung, im Energie-/Wassereinspar-Contracting, ökologische Finanzdienstleister, Car-Sharing-Anbieter) beträchtliche Marktanteile gewinnen können. Auch wenn diese Innovateure der Umweltwirtschaft bislang lediglich Nischenmärkte erschließen konnten, verweisen die wachsenden Umsätze und Beschäftigtenzahlen auf ein beträchtliches Marktpotenzial. Schließlich hat auch die Einführung von Wettbewerb zur Ausdifferenzierung neuer Branchen geführt. Beispielsweise ergänzen in der Stromversorgung neue Independent Power Producer, Händler, Broker, Aggregatoren und Dienstleister das traditionelle Infrastrukturangebot durch ein breites Spektrum neuer wettbewerbsorientierter Produkte und Dienstleistungen. Ähnliche Tendenzen zeigen sich in der Telekommunikation, im Bahn- und Flugverkehr, wo völlig neue Anbieter um Kunden konkurrieren.

b) Veränderte Rolle der Verbraucher

Die traditionelle Beziehung zwischen Versorgern und Nutzern verändert sich besonders im Zuge von Liberalisierungsprozessen. Waren die Verbraucher als „gefangene Kunden“ traditionell auf die Versorgungsleistungen ihres Gebietsversorgers angewiesen, bieten sich ihnen auf funktionierenden Infrastrukturmärkten neue Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Anbietern, Produkten bzw. Preissegmenten. Allerdings muss hier stark zwischen den verschiedenen Sektoren differenziert werden. Während Wasserversorgungsunternehmen – von Ausnahmen abgesehen – allenfalls in Ausschreibungsverfahren um Versorgungsgebiete und nicht um einzelne Kunden konkurrieren, die Bahnkunden fast gar nicht von Wettbewerb profitieren, sind die kundenseitigen Wahlmöglichkeiten in der Telekommunikation oder in der Stromversorgung vergleichsweise groß. Allein die grundsätzliche Möglichkeit eines Anbieterwechsels zwingt die Versorgungswirtschaft zu einer stärkeren Berücksichtigung der Kundenwünsche. Allerdings sind die Wettbewerbseffekte in den verschiedenen Kundensegmenten sehr unterschiedlich. Während die für Versorgungsunternehmen lukrativen Groß- bzw. Industriekunden überproportional von Preisnachlässen und einem verbesserten Dienstleistungsangebot profitieren, bleiben die Nutzeneffekte für Tarif- bzw. Haushaltskunden in vielen Fällen gering.⁷

⁷ Besonders in der Stromversorgung ist eine verbesserte Organisationsfähigkeit der Verbraucher zu erkennen: So organisieren sich einzelne Verbraucherguppen, insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen, zu Einkaufsgemeinschaften und auch öffentliche Gebietskörperschaften zentralisieren den Einkauf von Infrastrukturleistungen, um als Großkunden bessere Preiskonditionen auszuhandeln.

c) *Wandel der Funktionen und Struktur staatlicher Aufgabenwahrnehmung*

Im Bereich der technischen Infrastruktursektoren war in westeuropäischen Staaten traditionell ein Steuerungsregime typisch, das auf öffentlichem Eigentum und staatlichen Monopolen basierte. Öffentliche Interessen der Infrastrukturversorgung wurden häufig durch staatliche oder kommunale Unternehmen sowie eine öffentliche Kontrolle der Preise und Investitionen gewährleistet. Im Zuge von Liberalisierungs- und Privatisierungsprozessen wird die staatliche oder staatsnahe Produktion von Infrastrukturdiensten tendenziell durch die private Bereitstellung von Versorgungsleistungen ersetzt. Die traditionell engen Beziehungen zwischen der Versorgungswirtschaft und öffentlichen Akteuren werden verstärkt entflochten, und die Wahrnehmung der unternehmerischen Versorgungsaufgaben wird institutionell zunehmend von den politischen Gewährleistungsaufgaben getrennt.

Anders als von neoliberalen Befürwortern vielfach erwartet, gehen diese Marktformen nicht mit einer Deregulierung im Sinne eines Zurückdrängen des Staates bzw. eines Abbaus staatlicher Regeln, sondern mit der Reform staatlicher Institutionen und der Formulierung neuer Regeln einher (Majone 1994). Zum einen sind intensiver Wettbewerb und damit ökonomisch effizientere Strukturen nur dort zu erwarten, wo staatliche Regulierung einen diskriminierungsfreien Zugang aller Wettbewerber zum Netzmonopol sicherstellt, Preisabsprachen verhindert und einer Kartellbildung durch eine Konzentration der Infrastrukturmärkte vorbeugt. Erst eine solche „market-making regulation“ (Héritier 1998: 4 f.) schafft die Voraussetzungen dafür, dass die besonderen Leistungscharakteristika des Marktes, wie seine hohe Allokations- und Innovationseffizienz, zum Tragen kommen. Es müssen insofern neue Regulierungsbehörden geschaffen werden, die Wettbewerb ermöglichen und auf Dauer stabilisieren.⁸ Zum anderen ist davon auszugehen, dass selbst effizient funktionierende Märkte die sozialen und ökologischen Ziele der Infrastrukturversorgung nicht optimal erfüllen können. Es gehört daher zu den zentralen Aufgaben des Staates, gemeinwirtschaftliche Ziele durchzusetzen und unerwünschte Ergebnisse und Folgen des Marktgeschehens im Sinne eines politisch definierten Gemeinwohls zu vermeiden bzw. zu korrigieren. Eine solche „market-correcting-regulation“ (ebd.) schließt Ziele der Daseinsvorsorge (Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der flächendeckenden Erbringung von und des gleichberechtigten Zugangs aller Bürger zu Infrastrukturdienstleistungen) ebenso ein wie Ziele des Umweltschutzes.

Der Staat zieht sich also nicht zurück – er wandelt lediglich seine Erscheinungsform von der eines „Leistungsstaates“ („positive state“) zu der eines „Gewährleistungsstaates“ („regulatory state“) (vgl. Majone 1994, Grande; Eberlein 2000, Monstadt 2004). Der Gewährleistungsstaat zeichnet sich dadurch aus, dass er an seiner Gemeinwohlverantwortung bzw. an seinen Gewährleistungspflichten festhält, er ökonomische Effizienz ebenso gewährleistet wie soziale Gerechtigkeit, gleichwertige Lebensverhältnisse und ökologische Vorsorge. Allerdings erstellt er öffentliche Infrastrukturdienstleistungen (den „service public“) nur noch in Ausnahmefällen selbst. Der Staat beschränkt sich in vielen Bereichen auf die Regulierung von Produktionsprozessen und Märkten, auf die Organisation und Moderation von Verhand-

⁸ So wurden in Großbritannien im Zuge der Liberalisierung mehrere Behörden zur Regulierung des Wettbewerbs geschaffen (z. B. OFWAT, OFGEM, OFCOM, OFRAIL).

lungen zwischen gesellschaftlichen Akteuren oder auf die Sicherung von Vereinbarungen. Er sorgt lediglich für die Rahmenbedingungen, in denen die Verteilung von öffentlichen Gütern durch den Markt erfolgt. Es handelt sich insofern lediglich um Funktionsverschiebungen in der strategischen Rolle des Staates von der Produzentenrolle zu der eines Regulierungsstaates, der öffentliche Interessen durch verstärkte Koordinations- und Regulierungsaktivitäten gewährleistet. Die eigentliche Neuerung besteht darin, dass die staatlichen Infrastrukturaufgaben inzwischen auf eine andere Weise durchgesetzt werden (müssen), nämlich indem die private Leistungserbringung durch spezifische Formen staatlicher Beaufsichtigung, Kontrolle, Förderung und strategische Steuerung koordiniert wird.

6 Die räumliche Rekonfiguration der Infrastrukturversorgung: Dimensionen des sozialräumlichen Wandels

Der Wandel technischer Infrastruktursysteme transformiert nicht allein die akteurspezifischen Handlungsmuster, Anreizstrukturen und die institutionellen Konstellationen der Infrastrukturversorgung. Auch in sozialräumlicher Hinsicht lassen sich gravierende Veränderungen identifizieren, die bisher – zumindest im deutschsprachigen Raum – kaum durch theoretisch-konzeptionelle und empirische Untersuchungen präzisiert wurden. So kommt es zu einer Erweiterung der wirtschaftlichen Aktionsradien und vor allem die angloamerikanischen Erfahrungen deuten darauf hin, dass es zu einer stärkeren räumlichen Differenzierung des Dienstleistungsangebots bzw. der Investitionen der Versorgungswirtschaft kommt. Verbunden mit der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes im Bereich zahlreicher Infrastrukturdienstleistungen sowie mit neuen ökologischen Problemkonstellationen verändert sich ferner die räumliche Struktur staatlicher Steuerung, und es kommt zu einer partiellen Verlagerung bestimmter Steuerungskompetenzen zwischen politischen Ebenen (vgl. ausführlich am Beispiel der Energie- und Wasserversorgung: Monstadt; Naumann 2005).⁹

a) Die Erweiterung unternehmerischer Raumbezüge

Die wirtschaftsräumliche Struktur technischer Infrastruktursysteme ist traditionell durch die flächendeckende Aufteilung in geschlossene Gebietsmonopole geprägt. Während sich im Bereich der Telekommunikation und der Bahn nationale Monopolgebiete herausgebildet haben, entstanden in der deutschen Stromversorgung regionale und lokale Versorgungsgebiete, während in der Wasserversorgung zumeist lokale Gebietsmonopole entstanden. In allen Sektoren war der wirtschaftsräumliche Bezugsrahmen nach außen durch nationalstaatliche Grenzen definiert. Darüber hinaus definierten die territorialen Grenzen der Länder und Kommunen in der Energie- und Wasserversorgung in vielen Fällen den räumlichen Bezugs-

⁹ Angesichts der engen Wechselwirkungen zwischen dem spezifischen institutionellen Kontext von Infrastruktursystemen und ihren technischen Komponenten wirkt sich der aktuelle institutionelle Wandel auch auf die physische Technikstruktur und die Ressourcennutzung aus. Bestimmte technische Artefakte oder technische Strukturen werden unter den veränderten sozialen Organisationsformen eher begünstigt oder diskriminiert als im traditionellen System der Infrastrukturversorgung. Diese Veränderungen haben erhebliche Auswirkungen auf die räumliche Ausbreitung und Struktur der technischen Artefakte sowie die räumliche Ressourcennutzung, die im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden können (vgl. hierzu: Monstadt; Naumann 2005, Monstadt 2003).

rahmen der Versorgungsgebiete. Internationale Handelsbeziehungen spielten nur eine geringe Rolle und transnationale Infrastrukturunternehmen waren bis vor wenigen Jahren eine seltene Ausnahme.

Demgegenüber hat sich besonders in der Energieversorgung und Telekommunikation in den letzten Jahren ein tief greifender Wandel ergeben. Zwar bleibt die durch Gebietsmonopole definierte wirtschaftsräumliche Struktur beim Netzbetrieb grundsätzlich bestehen, auch wenn der parallele Leitungsbau in der Stromversorgung möglich ist und das Netzmonopol in der Telekommunikation durch konkurrierende Technologien angegriffen wird (Mobilfunk, Internettelefonie, Nutzung der Kabelfernsehnetze). Auch wenn die ehemaligen Monopolisten ihre Rolle als Marktführer in den jeweiligen Versorgungsgebieten bislang verteidigen konnten, erodieren die etablierten wirtschaftsräumlichen Abgrenzungen der Infrastrukturversorgung. So kann Strom an Endkunden, Zwischenhändler und Verteilerunternehmen im gesamten Bundesgebiet sowie grundsätzlich auch an Kunden in europäischen Nachbarländern verkauft bzw. überall erzeugt werden. Mittlerweile ist der überregionale Stromhandel an Börsen oder über Online-Handelsplätze für viele Unternehmen zu einer attraktiven wirtschaftlichen Option geworden (Monstadt 2004: 202 ff.). Besonders die Telekommunikationsmärkte sind durch den Wettbewerb zahlreicher international tätiger Anbieter und eine Vielfalt konkurrierender Produkte gekennzeichnet. Selbst im Eisenbahnverkehr setzen die Unternehmen vermehrt auf eine Internationalisierung und bemühen sich, über transnationale Joint Ventures, Tochtergesellschaften und Unternehmensbeteiligungen erweiterte Dienstleistungen im Güter- und Personenfernverkehr anzubieten (Schneider; Zatta 2004). Insgesamt kommt es zu einer deutlichen Erweiterung der unternehmerischen Aktionsradien und zu einer räumlichen Durchdringung der traditionell strikt voneinander getrennten Wirtschaftsräume, indem neue Kunden in den ehemaligen Monopolgebieten der Konkurrenz akquiriert werden.

Als dominierende Strategie zur Erweiterung der unternehmerischen Raumbezüge zeichnen sich in allen Infrastruktursystemen Unternehmensübernahmen und -fusionen ab. Bedingt durch die zunehmende Privatisierung ehemals öffentlicher Infrastrukturunternehmen und Liberalisierungs- und Kommerzialisierungsprozesse wurde der Konzentrationsprozess auf den europäischen und internationalen Infrastrukturmärkten seit den Neunzigerjahren drastisch angetrieben. So haben die Großunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft, wie EDF, E.ON und RWE Energy, RWE Thames Water, Suez/Ondeo und Vivendi/Veolia, durch Fusionen und Übernahmen neue Märkte erschlossen und ihre Versorgungsgebiete sowohl im nationalen als auch im internationalen Kontext drastisch erweitert. Vergleichbare Tendenzen zeichnen sich auf dem Telekommunikationsmarkt ab, wo die Megafusionen und -übernahmen in den letzten Jahren ein Volumen in dreistelliger Milliardenhöhe erreichten. Die nationale Basis der Infrastrukturunternehmen wird damit zunehmend unterlaufen, und die Unternehmen entwickeln sich immer stärker zu Global Playern der Infrastrukturversorgung (vgl. McGowan 1999). Auf der subnationalen Ebene laufen vergleichbare Prozesse ab. Auch hier versuchen die kleinen und mittleren Unternehmen der Infrastrukturversorgung, ihren räumlichen Aktionsradius zu erweitern, indem sie strategische Allianzen knüpfen oder durch Übernahmen und Fusionen auf neue Märkte expandieren.

Zusammenfassend zeichnet sich eine Erosion der – über Jahrzehnte eingeschliffenen und durch Grenzen der staatlichen Territorialstruktur und der Gebietsmonopole geprägten –

wirtschaftsräumlichen Struktur der Infrastrukturversorgung ab. Durch die wettbewerbsbedingte Erschließung neuer Märkte, durch „ownership changes“, aber auch durch die Etablierung neuer Marktteilnehmer im Zuge von Kommerzialisierungs- und ökologischen Modernisierungsprozessen ändert sich das bisherige wirtschaftsräumliche Gefüge der Infrastrukturversorgung. Es entstehen neue wirtschaftliche Funktions- und Verflechtungsräume der Infrastrukturversorgung, die nicht primär durch klar definierte Grenzen, sondern durch wirtschaftliche Interaktionsbeziehungen geprägt werden (vgl. Monstadt 2004: 241-246).

b) Regionale Differenzierung des Infrastrukturangebots und der -investitionen

Räumliche Unterschiede in der Versorgung mit Infrastruktur sind keineswegs ein neues Phänomen. Räumliche Disparitäten hinsichtlich des Preisniveaus, der Qualität von Infrastrukturdienstleistungen sowie des sozialen und geographischen Zugangs zu diesen konnten zu keinem Zeitpunkt vollständig überwunden werden (vgl. Graham 2000: 184 f., Coutard 2002, 2005). Allerdings deuten Untersuchungen aus Großbritannien darauf hin, dass das Ausmaß räumlicher Differenzierung und räumlicher Arbeitsteilung durch den aktuellen Wandel von Infrastruktursystemen eher zu- als abnimmt (Graham 2002: 4).

Indem sich die Versorgungsunternehmen vermehrt nach Wettbewerbskriterien umorientieren, werden die Versorgungsgebiete nicht länger als homogener Raum betrachtet, der einheitlich mit Grundbedürfnissen beliefert wird, sondern als ein nach Kundengruppen und Teilgebieten differenzierter Raum mit unterschiedlichen Kapazitäts- und Bedarfslagen (Moss 1998: 231). Im Wettbewerb um profitable Versorgungsgebiete – so die These verschiedener Untersuchungen in Großbritannien (vgl. Graham 2000, Graham; Marvin 1997) – konzentrieren sich die Vertriebsaktivitäten und die Investitionen der Versorgungsunternehmen nicht nur sozial auf besonders lukrative Kundengruppen, sondern auch räumlich auf die lukrativen Absatzregionen bzw. strukturgünstigen regionalen Teilräume (z. B. Industriegebiete). Solche so genannten regionalen oder teilräumlichen „hot spots“ sind durch eine hohe Verbrauchsdichte (z. B. infolge lukrativer Großkunden oder verdichteter Siedlungsstrukturen) charakterisiert und werden daher von den Versorgungsunternehmen bevorzugt. Dieses „cherry picking“ habe, so die vertretene These, zur Folge, dass die dort ansässigen Kunden überdurchschnittlich vom Wettbewerb profitieren. Die Verbraucher in diesen „premium network spaces“ (Graham 2000) kommen in den Genuss von niedrigeren Preisen, höherer Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit und innovativen Produkten. Die Kehrseite bilden strukturschwache Räume mit geringen Verbrauchsdichten und hohen Kosten des Netzbetriebs, die für die im Wettbewerb stehenden Versorgungsunternehmen wenig attraktiv sind. Im Gegenzug zum Cherry Picking drohe den peripheren oder strukturschwachen Regionen mit geringer Nachfragedichte, dass die Qualität und Quantität der Infrastrukturausstattung und der -dienstleistungen abnehme und dass es zu einem Rückgang der Investitionen komme (vgl. Graham 2000, Guy et al. 1997). Befürchtet wird, dass in einem marktgesteuerten Versorgungssystem die Wettbewerbsfähigkeit peripherer, strukturschwacher Räume weiter abnehme und regionale Standortnachteile peripherer Räume verstärkt werden. Strukturschwache und periphere Räume drohen damit zu Verliererregionen bei der Liberalisierung der Infrastrukturversorgung zu werden (vgl. Graham; Marvin 1997: 117, Graham 2000 b, Thierstein; Abegg 2000).

Der diagnostizierte Trend zur regionalen Differenzierung der Infrastrukturversorgung wird verstärkt durch die aktuellen Konzentrationstendenzen der Infrastrukturmärkte. Vor allem die fusionsbedingt gewachsenen Großunternehmen konzentrieren die strategischen Unternehmensfunktionen auf einen zentralen Standort und belassen nur noch die kundennahen Geschäftsbereiche vor Ort. In diesem Prozess der raumwirtschaftlichen Restrukturierung fällt aller Voraussicht nach sowohl der Abbau von Arbeitsplätzen als auch die Verlagerung und Konzentration von Unternehmensbereichen regional sehr ungleich aus (Pfaffenberger 1999: 79). Ähnlich verhält es sich aller Wahrscheinlichkeit nach mit dem Zuwachs von Arbeitsplätzen in innovativen Marktsegmenten der Infrastrukturversorgung. So siedeln sich innovative Dienstleistungs- und Technologieunternehmen vor allem in den Regionen an, deren wirtschaftliche Attraktivität durch räumliche Nähe zu Nachfragemärkten, zu Wissenschaft und Forschung, zu anderen Unternehmen vor- und nachgelagerter Produktionsstufen und andere günstige Produktionsbedingungen positiv bewertet wird. Insgesamt verschärft sich also nicht nur der Wettbewerb zwischen Versorgungsunternehmen, sondern auch derjenige zwischen Regionen. Wirtschaftsstandorte konkurrieren miteinander zunehmend auch in den ehemals wettbewerbsfernen Branchen der Infrastrukturversorgung um Direktinvestitionen, Arbeitsplätze und um die Bindung bzw. Neuansiedlung lukrativer Versorgungs- und Dienstleistungsbranchen.

Allerdings ist bislang keineswegs eindeutig geklärt, inwieweit die Liberalisierung, Privatisierung und Kommerzialisierung der Infrastrukturversorgung nicht nur zu einer räumlichen Differenzierung, sondern darüber hinaus zu einer unverträglichen Verschärfung räumlicher Disparitäten führen. So bewerten Autoren wie Offner (2000) und Coutard (2002, 2005) das Ausmaß der gegenwärtigen räumlichen Differenzierung der Infrastrukturversorgung deutlich weniger pessimistisch: Einerseits seien räumliche und soziale Ungleichheiten in der Versorgung mit, im Zugang zu bzw. in der Nutzung von Infrastrukturdienstleistungen keineswegs ein neues Phänomen, sondern bis zu einem gewissen Grad schon immer vorhanden gewesen. Darüber hinaus seien sie bis zu einem gewissen Maß sogar wünschenswert, z. B. was ein höheres Versorgungsniveau von Industriegebieten betrifft. Darüber hinaus müsse der wettbewerbsbedingte Wandel nicht zwangsläufig zu einer räumlichen Polarisierung führen, denn es könne für Unternehmen durchaus attraktiv sein, sich als Universalversorger anzubieten und damit auch periphere Regionen zu versorgen (vgl. Offner 2000).

c) Wandel der räumlichen Organisation staatlicher Infrastrukturpolitik

Gegenüber der überwiegenden Zahl der Wirtschaftsbranchen, die stark in den internationalen Handel eingebunden sind und durch transnationale Unternehmen beeinflusst werden, war die Infrastrukturversorgung von der Internationalisierung bzw. Globalisierung lange Zeit nur indirekt betroffen. Die wirtschaftlichen Funktionsräume der Infrastrukturversorgung verliefen insofern überwiegend innerhalb der territorialen Grenzen der Nationalstaaten, und die Infrastrukturversorgung stellte lange Zeit eines der letzten Refugien nationaler Politik dar. Bis Ende der Achtzigerjahre war die Regulierung der Infrastrukturversorgung durch eine hohe Autonomie der Nationalstaaten (bzw. ihrer subnationalen Gebietskörperschaften) und eine weitgehende Abstinenz supranationaler Politik gekennzeichnet. Im Zuge des gegenwärtigen Wandels der Infrastrukturversorgung verändern sich nicht nur die räumlichen Strukturen der Versorgungswirtschaft, sondern auch die ihrer Regulierung. Diese Veränderungen

können mit den Worten von Brenner als Prozess der „reterritorialisation, (...) re-configuration and re-scaling of forms of territorial organisation“ (Brenner 1999: 431) in der Infrastrukturpolitik beschrieben werden. Außerordentlich prägnant zeigt sich diese Entwicklung, wo Nationalstaaten zunehmend in Zusammenhänge auf europäischer und internationaler Politikebene eingebunden sind und nicht mehr autonom über alle Belange der Infrastrukturpolitik entscheiden können:

Ein wesentlicher Grund für die sinkende Autonomie der Nationalstaaten ist die Verlagerung von Steuerungskompetenzen auf die europäische Ebene. So wurden die Binnenmarktregelungen – mit Ausnahme der Wasserver- und Abwasserentsorgung – sukzessive auf alle Sektoren der technischen Infrastrukturversorgung ausgeweitet. Entscheidungen über regulative Standards des Wettbewerbs werden immer weniger im nationalen Kontext getroffen, sondern wurden auf die europäische Ebene verlagert. Auch beim Aufbau und der staatlichen Förderung der transeuropäischen Netze kommt der Europäischen Gemeinschaft eine aktive Rolle zu. Die Europäisierung der Infrastrukturpolitik hat zur Folge, dass kein Mitgliedstaat heute mehr in der Lage ist, eine autonome, von der europäischen Ebene unabhängige Politik zu verfolgen. Die Nationalstaaten sind vermehrt darauf angewiesen, über ihre territorialen Interessen mit der Kommission und anderen Mitgliedstaaten auf europäischer Ebene zu verhandeln. Darüber hinaus entziehen sich die transnational ausgerichteten Infrastrukturunternehmen in räumlicher Hinsicht, aber auch angesichts einer wachsenden Marktmacht und Organisationsfähigkeit zunehmend der Einflussphäre von national ausgerichteter Infrastrukturpolitik. In dem Maße, wie ein europäischer Binnenmarkt in der Infrastrukturversorgung realisiert wird und wie transnationale Kapitalverflechtungen der Versorgungswirtschaft zunehmen, sinkt die Steuerungsfähigkeit und -effizienz von national ausgerichteten Politiken bzw. erhöht sich die Nachfrage nach effektiven europäischen oder gar globalen Regulierungsinstitutionen. Schließlich vermindert auch der grenzüberschreitende bzw. globale Charakter zahlreicher Umweltprobleme der Infrastrukturversorgung die Leistungsfähigkeit nationalstaatlich ausgerichteter Politik. So zwingen Umweltprobleme an grenzüberschreitenden Gewässern und Flüssen, grenzüberschreitende Luftverschmutzungen oder der globale Klimawandel zu einer Verlagerung von Zuständigkeiten auf die Ebene supranationaler Institutionen bzw. in zwischenstaatliche Verhandlungssysteme.

Während die Möglichkeiten der deutschen Länder und Kommunen, im Bereich der Telekommunikation, des Eisenbahnsystems oder des Flugverkehrs regulierend einzugreifen, seit jeher begrenzt waren, haben diese im Bereich der Energie- und Wasserversorgung traditionell weitreichende Verantwortlichkeiten. Doch auch hier ist insbesondere in der Energieversorgung eine Erosion herkömmlicher Steuerungsmöglichkeiten zu beobachten, für die im Wesentlichen drei Faktoren ausschlaggebend sind: Einerseits entziehen sich insbesondere die Versorgungsunternehmen räumlich dem Einfluss der Gebietskörperschaften, indem sie zunehmend über die etablierten Gebietsterritorien hinweg agieren und sich in vielen Fällen regional ausrichten (vgl. Monstadt 2004: 241-246). Andererseits kommt es durch den Abbau der Energieaufsicht der Länder und durch die sinkenden kommunalen Einflussmöglichkeiten über Konzessionsverträge und Stadtwerke zu einem Verlust regulativer Steuerungsmöglichkeiten. Schließlich wird es mit der fiskalischen Krise vieler Gebietskörperschaften immer schwieriger, Ziele des Service Public und des Umweltschutzes über öffentliche Subventionen durchzusetzen. Die raumstrukturierende Wirkung der Gebietskörperschaften nimmt

daher ab (vgl. Monstadt 2004: 223-228). Offner (2000: 173) spricht von „the limitation of the power of local governments [which] is shared by many recent analyses on territorial governance which place the accent on the complexity of modern public policy-making as well as on the diversity of the public and private players involved in local decision-making“. Es stellt sich die Frage, inwieweit der Verlust an politischen Einflussmöglichkeiten im regulativen Bereich, bei der finanziellen Förderung und bei der direkten Leistungserbringung durch öffentliche Unternehmen kompensiert werden kann, wenn die Länder und Kommunen ihre Ressourcen durch regionale Formen der Zusammenarbeit bündeln.

Zusammenfassend ist in allen technischen Infrastruktursystemen eine Verlagerung von Steuerungsaufgaben und -kompetenzen zwischen Politikebenen zu beobachten. Mit der Internationalisierung von Wirtschaftsbeziehungen und Umweltproblemen sowie den vermehrten Aktivitäten europäischer und globaler Regulierungsinstitutionen verlieren die Nationalstaaten ihr bisheriges Steuerungsmonopol in der Telekommunikation, Energie-, Wasserversorgung, im Transportwesen etc. Regulierung findet zunehmend in einem erweiterten räumlichen Kontext statt. Ähnliche Prozesse lassen sich auch auf subnationaler Ebene beobachten, wo eine strikt territorial organisierte Infrastrukturpolitik zunehmend ineffizient wird (vgl. Monstadt in diesem Band).

7 Forschungsbedarf

In dem Beitrag konnte aufgezeigt werden, dass es in allen technischen Infrastruktursystemen zu einer markanten räumlichen Restrukturierung kommt. Hiermit stehen auch traditionelle Konzepte der Infrastruktur- und Raumentwicklungspolitik vor einem Modernisierungsbedarf, da bisherige Grundannahmen teilweise hinfällig werden: Erstens entspricht die Vorstellung von Infrastrukturunternehmen, deren Wirtschaftsräume weitgehend durch staatliche Territorialgrenzen vorgegeben sind (z. B. kommunale Unternehmen; nationale Unternehmen), immer weniger der Realität liberalisierter und privatisierter Energie-, Telekommunikations- oder Wassermärkte. Schon längst agieren die Ver- und Versorgungsunternehmen über die Grenzen der ehemaligen Gebietsmonopole und der staatlichen Territorialstruktur hinweg. Zweitens muss auch die Hoffnung relativiert werden, dass eine fortgeschrittene technische Infrastrukturversorgung per se zur Herstellung vollständiger räumlicher Integration und zum Ausgleich räumlicher Disparitäten beiträgt. Zwar bleibt eine hochwertige Grundversorgung mit Energie-, Wasser, Telekommunikationsleistungen ohne Zweifel eine fundamentale Voraussetzung für einen homogenen Wirtschaftsraum. Gleichwohl deuten erste Studien darauf hin, dass der gegenwärtige Wandel der Infrastrukturversorgung zu einer Vertiefung räumlicher Ungleichheiten beitragen kann. Drittens verändert sich die räumliche Struktur staatlicher Steuerung mit der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes im Bereich zahlreicher Infrastrukturdienstleistungen, mit neuen ökologischen Problemkonstellationen und der wachsenden Bedeutung der europäischen Regulierungsebene. Die Leistungsfähigkeit der traditionellen, territorial ausgerichteten Kontroll- und Steuerungsinstitutionen der Infrastrukturpolitik auf Ebene des Nationalstaats und der Bundesländer und Kommunen sinken, was auch für die Raumentwicklungspolitik nicht ohne Konsequenzen bleiben wird.

Auch wenn zwar sicher ist, dass die räumlichen Auswirkungen angesichts der Summeneffekte der Veränderungen in den verschiedenen Infrastruktursektoren erheblich sind, besteht

dennoch erheblicher raumwissenschaftlicher Forschungsbedarf. Raum- und sektorvergleichende Studien zum Wandel der Infrastrukturversorgung zu folgenden Themen erscheinen daher notwendig:

Während die Internationalisierung und Europäisierung der Infrastrukturunternehmen zunehmend analysiert und problematisiert wird (vgl. stellvertretend McGowan 1999), liegen bislang für die subnationale Ebene kaum Studien vor, welche die Erweiterung und Rekonfiguration unternehmerischer Raumbezüge systematisch untersuchen. Zwar deuten erste Studien auf einen aus anderen Wirtschaftsbereichen hinreichend bekannten Trend der Regionalisierung hin (vgl. Ernst & Young; VDEW 2003, Graham; Marvin 1997: 115, Monstadt i. d. Band). Allerdings wurde die Regionalisierung der Infrastrukturversorgung bislang kaum von der Infrastruktur- und Raumforschung empirisch überprüft und theoretisch verarbeitet.

Auch zur räumlichen Differenzierung der Infrastrukturversorgung in Deutschland und zu deren Effekten für die räumliche Arbeitsteilung lassen sich noch kaum abgesicherte Schlussfolgerungen ziehen. Noch ist empirisch kaum belegt, inwieweit regionale Ungleichheiten durch den aktuellen Transformationsprozess weiter vertieft und räumliche Kohäsionsziele untergraben werden und durch welche raumangepassten Strategien der Infrastrukturversorgung die Wettbewerbsfähigkeit von Regionen erhalten bzw. ausgebaut werden kann.

Zur Frage nach einer räumlichen Reorganisation der Infrastrukturpolitik hat sich zwar innerhalb des letzten Jahrzehnts eine ausdifferenzierte Forschungs-Community den politischen Regulierungsproblemen infolge wachsender internationaler Verflechtung von Märkten, globaler (Umwelt-)Probleme und infolge der Mehrebenenverflechtung staatlicher Regulierung zugewendet. Allerdings liegen besonders für die Infrastrukturversorgung, wo die Internationalisierung ein vergleichsweise neues Phänomen ist, erst wenige Studien vor, welche die neue Aufgabenverteilung von Nationalstaaten und der supranationalen Politikebene problematisieren und die Anforderungen an Regierungen jenseits der Nationalstaaten untersuchen. Darüber hinaus wird trotz Betonung der Mehrebenenproblematik insbesondere der Wandel auf subnationaler Ebene der Infrastrukturpolitik in den sozialwissenschaftlichen Untersuchungen über den Wandel von Staatlichkeit paradoxerweise ausgeklammert. Mit Ausnahme von ersten empirischen Untersuchungen, welche die Auswirkungen auf städtisches Infrastrukturmanagement untersuchen, liegen empirische Fallanalysen des Wandels subnationaler Infrastrukturpolitik und ihrer räumlichen Organisation bislang kaum vor.

Literatur

- Ambrosius, G. (1994): Privatisierung in historischer Perspektive: Zum Verhältnis von öffentlicher und privater Produktion. In: Staatswissenschaft und Staatspraxis, Nr. 5, S. 415-438.
- Brenner, N. (1999): Globalization and Reterritorialisation: The Re-Scaling of Urban Governance in the European Union. In: Urban Studies, vol. 36, pp. 431-451.
- Bijker, W. E. et al. (T. P. Hughes; T. Pinch, eds.) (1987): The Social Construction of Technological Systems. MIT Press: Cambridge, Mass.
- Coutard, O. (1999): Introduction: The evolving forms of governance of large technical systems. In: O. Coutard (ed.): The governance of large technical systems. Routledge: London/New York, pp. 1-16.
- Coutard, O. (2002): 'Premium Network spaces': A Comment. In: International Journal of Urban and Regional Research, Vol. 26, Nr. 1, pp. 166-174.

- Coutard, O. (2005): Urban Space and the Development of Networks: A Discussion of the „Splintering Urbanism Thesis“. In: O. Coutard; R. E. Hanley; R. Zimmerman (eds.): *Sustaining Urban Networks: The Social Diffusion of Large Technical Systems*. Routledge: London, New York, pp. 48-64.
- Coutard, O.; Pflieger G. (2002): Une analyse du rôle des usagers dans le développement des services de réseaux en France. In: *Entreprises et histoire* 30 (2002), pp. 136-152.
- Coutard, O. et al. (Hanley, R. E.; Zimmerman, R.) (2005): Networks Systems Revisited: The Confounding Nature of Universal Systems. In: Coutard, O.; Hanley, R. E.; Zimmerman, R. (eds.): *Sustaining Urban Networks: The Social Diffusion of Large Technical Systems*. Routledge: London, New York, pp. 1-12.
- Cox, H. (2001): Zur Organisation der Daseinsvorsorge in Deutschland. In: Schader-Stiftung (Hrsg.): *Die Zukunft der Daseinsvorsorge – Öffentliche Unternehmen im Wettbewerb*. Darmstadt.
- Ernst & Young; VDEW (2003): Erfolgreiche Geschäftsstrategien für Stadtwerke und regionale Energieversorgungsunternehmen. Ausgewählte Ergebnisse einer Expertenbefragung bei Entscheidern von Stadtwerken und regionalen Energieversorgungsunternehmen. Hamburg/Frankfurt a. M.
- Frey, R. L. (1972): *Infrastruktur. Grundlagen der Planung öffentlicher Investitionen*. Tübingen/Zürich.
- Frey, R. L. (2005): *Infrastruktur*. In: Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.) 2005: *Handwörterbuch der Raumordnung*. VSB Verlagsservice: Braunschweig, S. 469-475,
- Graham, S. (2000): Constructing premium network spaces: reflections on infrastructure networks and contemporary urban development. In: *International Journal of Urban and Regional Research*, vol. 24, Nr. 1, pp. 183-200.
- Graham, S. (2002): Bridging urban digital divides? New technologies and urban polarization. In: *Urban Studies*, vol. 39, no. 1, pp. 33-56.
- Graham, S.; Marvin, S. (1997): Cherry picking and social dumping: utilities in the 1990s. In: *Utilities Policy*, vol. 4, no. 2, pp. 113-119.
- Grande, E.; Eberlein, B. (2000): Der Aufstieg des Regulierungsstaates im Infrastrukturbereich. In: Czada, R.; Wollmann, H. (Hrsg.): *Von der Bonner zur Berliner Republik. 10 Jahre deutsche Einheit*. Leviathan-Sonderheft 19. Opladen: Westdeutscher Verlag, S. 631-650.
- Guy, S. et al. (Graham, S.; Marvin, S.) (1997): Splintering networks. Cities and technical networks in 1990's Britain. In: *Urban Studies*, 34 (2), pp. 191-216.
- Guy, S. et al. (Marvin, S.; Moss, T.) (2001): Conclusions: Contesting Networks. In: Guy, S.; Marvin, Simon; Moss, T. (eds.): *Urban Infrastructure in Transition. Networks, Buildings, Plans*. Earthscan: London, pp. 197-206.
- Héritier, A. (1998): After liberalization: public interest services in the utilities. Preprint aus der Max-Planck-Projektgruppe Recht der Gemeinschaftsgüter Nr. 1998/5, Bonn.
- Hermes, G. (1998): Staatliche Infrastrukturverantwortung. Rechtliche Grundstrukturen netzgebundener Transport- und Übertragungsnetze zwischen Daseinsvorsorge und Wettbewerbsregulierung am Beispiel der leitungsgebundenen Energieversorgung in Europa. Mohr Siebeck: Tübingen.
- Hiessl, H. et al. (Toussaint, D.; Becker, M.; Dyrbusch, A.; Geisler, S.; Herbst, H.; Prager, J. U.) (2003): Alternativen der kommunalen Wasserversorgung und Abwasserentsorgung. Physica Verlag: Heidelberg.
- Hughes, T. P. (1983): *Networks of Power: Electrification in Western Society 1880-1930*. John Hopkins University Press: Baltimore.
- Hughes, T. P. (1987): The Evolution of Large Technical Systems. In: Bijker, W. E.; Hughes, T. P.; Pinch, T. (eds.): *The Social Construction of Large Technological Systems*. MIT Press: Cambridge, Mass., pp. 51-82.
- Jäger, A. (2004): Der Zusammenhang von Staat und Infrastruktur und die Privatisierung von Infrastrukturen aus staatstheoretischer Perspektive. In: Schneider, V.; Tenbrücken, M. (Hrsg.): *Der Staat auf dem Rückzug. Die Privatisierung öffentlicher Infrastrukturen*. Campus: Frankfurt/New York, S. 29-52.
- Jochimsen, R. (1966): *Theorie der Infrastruktur. Grundlagen der marktwirtschaftlichen Entwicklung*. Tübingen: Mohr.

- Jochimsen, R. (1995): Infrastruktur. In: Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.): Handwörterbuch der Raumordnung, Hannover, S. 490-498.
- Jochimsen, R.; Gustafson, K. (1970): Infrastruktur. Grundlage der marktwirtschaftlichen Entwicklung. In: Simonis, U. E. (Hrsg.): Infrastruktur. Theorie und Politik. Köln: Kiepenheuer; Witsch, S. 38-53.
- Joerges, B. (1988): Large technical systems. Concepts and issues. In: Mayntz, R.; Hughes, T. P. (eds.): The Development of Large Technical Systems. Campus: Frankfurt/M./New York, pp. 9-36.
- Joerges, B. (1999): High Variability Discourse in the History and Sociology of Large Technical Systems. In: Coutard, O. (ed.): The Governance of Large Technical Systems. Routledge: London/New York, pp. 258-290.
- Jonsson, D. K. (2005): The Nature of Infrasytem Services. In: Journal of Infrastructure Systems, vol. 11 (1), pp. 2-8.
- Kaijser, A. (2004): The Dynamics of Infrasytems. Lessons from History. Presentation hold at the 6th. International Summer Academy on Technology Studies „Urban Infrastructure in Transition: What can we learn from history?“, 11.-17. Juli 2004, Deutschlandsberg (AU).
- Kluge, T.; Scheele, U. (2003): Transformationsprozesse in netzgebundenen Infrastrukturektoren. Neue Problemlagen und Regulationserfordernisse. netWORKS-Papers, Nr. 1. Berlin 2003.
- La Porte, T. (1988): The United States air traffic system: Increasing reliability in the midst of rapid growth. In: Mayntz, R.; Hughes, T. P. (eds.): The Development of Large Technical Systems. Campus: Frankfurt/M./New York, pp. 215-244.
- Mai, M. (2004): Steuerungstheoretische Überlegungen über die veränderte Rolle des Staates bei technischen Infrastrukturen. In: Zeitschrift für Politik 1/2004, S. 51-65.
- Majone, G. (1994): Paradoxes of Privatization and Deregulation. In: Journal of Public Policy, vol. 13, no.1, pp. 53-69.
- Marvin, S.; Guy, S. (1997): Infrastructure Provision, Development Processes and the Co-production of Environmental Value. In: Urban Studies 34, no.12, pp. 2023-2036.
- Mayntz, R. (1988): Zur Entwicklung technischer Infrastruktursysteme. In: Mayntz, R.; Rosewitz, B.; Schimank, U.; Stichweh, R. (eds.): Differenzierung und Verselbständigung. Zur Entwicklung gesellschaftlicher Teilsysteme. Campus: Frankfurt/M./New York, pp. 233-260.
- Mayntz, R. (1997): Große technische Systeme und ihre gesellschaftstheoretische Bedeutung. In: Mayntz, R. (ed.): Soziale Dynamik und politische Steuerung. Theoretische und methodologische Überlegungen. Campus: Frankfurt/M./New York, pp. 70-85.
- Mayntz, R.; Schneider, V. (1995): Die Entwicklung gesellschaftlicher Teilsysteme zwischen Steuerung und Selbstorganisation. In: Mayntz, R.; Scharpf, F. W. (eds.): Gesellschaftliche Selbstregulung und politische Steuerung. Campus: Frankfurt/M./New York, pp. 73-100.
- McGowan, F. (1999): The internationalisation of large technical systems: dynamics of change and challenges to regulation in electricity and telecommunications. In: Coutard, O. (ed.): The governance of large technical systems. Routledge: London/New York, pp. 130-148.
- Monstadt, J. (2000): Die deutsche Energiepolitik zwischen Klimavorsorge und Liberalisierung. Räumliche Perspektiven des Wandels. Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Arbeitsmaterial der ARL Nr. 271, Hannover.
- Monstadt, J. (unter Mitarbeit von M. Naumann) (2003): Netzgebundene Infrastrukturen unter Veränderungsdruck – Sektoranalyse Stromversorgung. netWORKS-Papers, Nr. 5, Berlin.
- Monstadt, J. (2004): Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess. Verlag für Sozialwissenschaften: Wiesbaden.
- Monstadt, J.; Naumann, M. (2005): New Geographies of Infrastructure Systems. Spatial Science Perspectives and the Socio-Technical Change of Energy and Water Supply Systems in Germany. netWORKS-Paper No. 10, Berlin.

- Moss, T. (1998): Neue Managementstrategien in der Ver- und Entsorgung europäischer Stadtregionen. Perspektiven für den Umweltschutz im Zuge der Kommerzialisierung und Neuregulierung. In: Kujath, H.-J.; Moss, T.; Weith, T. (eds.): Räumliche Umweltvorsorge. Wege zu einer Ökologisierung der Stadt- und Regionalentwicklung. Berlin, pp. 211-240.
- Offner, J.-M. (2000): 'Territorial deregulation': local authorities at risk from technical networks. In: International Journal of Urban and Regional Research, vol. 24, no. 1, pp. 165-182.
- Pfaffenberger, W. et al. (Scheele, U.; Salge, K.) (1999): Energieversorgung nach der Deregulierung. Entwicklungen, Positionen, Folgen. Berlin: Edition Sigma.
- Prätorius, G. (2004): Infrastrukturpolitik. In: Ziegler, A.; Gerlach, F. (Hrsg.): Neuere Herausforderungen der Strukturpolitik. Schüren: Marburg (Quelle: www.reson-online.de/servlet/PB/-s/1qn06dj134hjwpb7o0kqv3inn0yarw4q/show/1017902/infrastrukturpolitik.pdf vom 17.11.04).
- Radkau, J. (1994): Zum ewigen Wachstum verdammt? Jugend und Alter großtechnischer Systeme. In: I. Braun; B. Joerges (Hrsg.): Technik ohne Grenzen. Suhrkamp: Frankfurt a. M., S. 50-106.
- Schneider, J.; Zatta, D. (2004): Internationalisierung im Eisenbahnverkehr. Eine europaweite Marktuntersuchung von Cap Gemini Ernst & Young zur Rolle von Betreibermodellen beim internationalen Markteintritt im Schienenverkehr. Berlin.
- Schneider, V. (2001): Die Transformation der Telekommunikation. Vom Staatsmonopol zum globalen Markt. Campus: Frankfurt/M., New York.
- Schneider, V.; Jäger, A. (2003): The Privatisation of Infrastructures in the Theory of the State: An Empirical Overview and a Discussion of Competing Theoretical Explanations. In: Wubben, E. F. M.; Hulsink, W. (eds.): On Creating Competition and Strategic Restructuring. Regulatory Reform in Public Utilities. Edward Elgar: Cheltenham, Northampton, pp. 101-137.
- Summerton, J. (1994): Introductory Essay: The Systems Approach to Technological Change. In: Summerton, J. (ed.): Changing large technical systems. Westview Press: Colorado, pp. 1-21.
- Thierstein, A.; Abegg, C. (2000): Service Public und räumliche Kohäsion. Das Angebot öffentlicher Dienstleistungen zwischen internationaler Wettbewerbsfähigkeit und regionaler Entwicklung. Schweizerische Studiengesellschaft für Raumordnungs- und Regionalpolitik (ROREP). Zürich.
- Weingart, P. (1989): „Großtechnische Systeme“ – ein Paradigma der Verknüpfung von Technikentwicklung und sozialem Wandel? In: Weingart, P. (Hrsg.): Technik als sozialer Prozeß. Frankfurt a. M.: Suhrkamp, S. 174-196.
- Wilkes, C. (1992): Die Entwicklung der infrastrukturellen Planung. In: RaumPlanung, Nr. 56. S. 19-27.
- Wille, E. (1993): Die Bedeutung der öffentlichen Infrastruktur für die wirtschaftliche Entwicklung – Notwendigkeiten in den neuen Bundesländern. In: Eichhorn, P. (Hrsg.): Finanzierung und Organisation der Infrastruktur in den neuen Bundesländern. Baden-Baden: Nomos, S. 11-36.

Privatisierung, Liberalisierung und Deregulierung in netzgebundenen Infrastrukturektoren¹

Gliederung

- 1 Privatisierung und Liberalisierung: Ein Paradigmenwechsel in der Organisation von Netzindustrien
- 2 Infrastruktur: Abgrenzung, ökonomische Relevanz und Veränderungsdruck
 - 2.1 Definition von Infrastrukturen und netzgebundenen Infrastrukturen
 - 2.2 Ökonomische Effekte von Infrastruktureinrichtungen
 - 2.3 Privatisierung – Liberalisierung – Deregulierung
 - 2.4 Hintergründe und Ziele der Privatisierung öffentlicher Unternehmen
- 3 Der Ordnungsrahmen netzgebundener Infrastrukturektoren: Zum theoretischen Hintergrund
- 4 Wettbewerbsoptionen in Netzindustrien
- 5 Ergebnisse der Privatisierung und Liberalisierung
- 6 Die Regulierung der Netzindustrien: Konzepte, Instrumente und Institutionen
- 7 Schlussbemerkungen

Literatur

1 Privatisierung und Liberalisierung: Ein Paradigmenwechsel in der Organisation von Netzindustrien

Über Jahrzehnte hinweg ist die Welt der Infrastruktur durch eine besondere Stabilität gekennzeichnet und auch die Systeme sind so gebaut: die kapitalintensiven Netze und die sonstigen Infrastrukturanlagen sind bei normaler Nutzung mehrere Jahrzehnte funktionsfähig. Eine wirtschaftliche Lebensdauer solcher Anlagen von über einem halben Jahrhundert ist die Regel. Auch die Dienstleistungen, die über diese Netze angeboten werden, blieben weitgehend unverändert: Standardprodukte zu einheitlichen Versorgungsbedingungen. Die Betreiber von Infrastruktureinrichtungen sind in der Regel öffentliche Monopole, deren Aufgabe darin besteht, ein universelles und kontinuierliches Angebot an Leistungen bereitzustellen.

Die unterbrechungsfreie Verfügbarkeit ist den Bürgern und Konsumenten zu einer Selbstverständlichkeit geworden: Infrastrukturen sind tief in alle ökonomischen und sozialen Akti-

¹ Der Beitrag entstand im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsverbundes netWorks „Sozial-ökologische Regulation netzgebundener Infrastruktursysteme“.

vitäten der Gesellschaft eingebunden, ohne dass die Grundlagen der Infrastrukturbereitstellung hinreichend reflektiert werden. Diese technische Stabilität der Infrastruktursysteme spiegelt sich auch in der Organisationsstruktur dieser Sektoren, in den Eigentumsstrukturen und im rechtlichen Ordnungsrahmen wieder. Infrastrukturunternehmen konnten sich lange Zeit innerhalb von Nischen scheinbar den allgemeinen wirtschaftlichen Trends entziehen: "Where private firms were forced to ensure their competitiveness in a globalizing economy, striving to become 'leaner and meaner' through drastic business re-engineering, mergers, take-overs and strategic alliances, the utilities enjoyed a relatively protected status that allowed them to conduct business as usual." (ten Heuvelhof; Kuit; Stout 2004: 11).

Wenn in den letzten Jahren von einem Paradigmenwechsel gesprochen wird, dann deswegen, weil sich in allen Infrastruktursektoren gleichermaßen die für ihre Organisation entscheidenden Rahmenbedingungen verändert haben (Kessides 2004). Im konventionellen Infrastrukturmodell, das während des gesamten 20. Jahrhunderts weitgehend Bestand hatte, wurde Infrastruktur in vertikal und horizontal integrierten staatlichen Monopolen betrieben. Diese Integration über die gesamte Wertschöpfungskette wurde unter anderem mit dem Hinweis auf den natürlichen Monopolcharakter begründet. Staatlichen Monopolen wurde privaten Lösungen gegenüber der Vorrang gegeben, da man grundsätzlich davon ausging, dass die mit der Infrastrukturbereitstellung verknüpften öffentlichen Ziele auf diese Weise besser erreicht werden könnten. Die direkte und indirekte staatliche Einflussnahme umfasste dabei auch die Planung der Infrastrukturanlagen. Die Planung war vorwiegend angebotsorientiert ausgerichtet und stellte jeweils ausreichende Kapazitäten bereit, in die die Nachfrage langsam hineinwachsen konnte. Unter diesen stabilen Rahmenbedingungen konnte ein hohes Maß an Versorgungssicherheit erreicht werden, gleichzeitig wurde, u. a. gestützt auf Finanzierungsmodelle interner Quersubventionierung und ergänzt um staatliche Subventionen, jeweils in relativ kurzen Zeitspannen eine flächendeckende Versorgung auf einem oft hohen Qualitätsniveau aufgebaut.

Das neue Infrastrukturmodell verabschiedet sich weitgehend vom Denken in Monopolstrukturen, wobei nicht verkannt wird, dass bestimmte Elemente in der Wertschöpfungskette nach wie vor nur innerhalb dieser Strukturen betrieben werden können. Neu ist hingegen der Ansatz, über ein Aufbrechen der bisherigen vertikalen Strukturen und auch über die Neukonfiguration der Wertschöpfungskette Wettbewerb in diesen für die Volkswirtschaft zentralen Sektoren einzuführen. Die Sicherung von Gemeinwohlinteressen wird durch Wettbewerb nicht grundsätzlich in Frage gestellt sein bzw. soll über neue Formen staatlicher Regulierung gewährleistet werden können. Die Infrastrukturkapazitätsplanung ist im neuen Modell markt- und nachfragegetrieben und führt damit in der Tendenz zu einer Unterinvestition, da private Betreiber nicht das Risiko der Schaffung von Überkapazitäten eingehen werden. Das Modell beinhaltet jedoch andererseits Anreize für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastrukturkapazitäten. Auch der Infrastrukturnutzer gerät nun vermehrt in den Fokus der Infrastrukturanbieter: Die Interessen des Kunden und seine (veränderten) Bedürfnisse sind treibende Kräfte der Infrastrukturentwicklung und haben maßgeblichen Einfluss auch auf das Innovationsniveau (Van Vliet 2003, Parmesano 2003). In dem Maße, in dem die effiziente Nutzung der Infrastruktur an Bedeutung gewinnt und die Verbraucher nicht mehr nur als „Versorgungsfälle“ oder „Abnehmer“ klassifiziert werden, steigt zwangsläufig auch die Informationsintensität innerhalb der Infrastruktursektoren. Ihr Management

sieht sich mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Die frühere Planungssicherheit gilt nicht mehr: Technische Neuerungen und Basisinnovationen, die tradierte Systeme grundlegend in Frage stellen, neue (private) Anbieter, neue Marktmodelle (spot-Märkte, Börsen, Zunahme kurzfristiger Kontrakte), der Wettbewerb zwischen den Anbietern, eine zunehmende Internationalisierung der Produktion, das Aufbrechen vertikaler Strukturen und das gleichzeitige Zusammenwachsen unterschiedlicher Infrastruktursysteme (technische Konvergenz, Multi Utilities), eine unsichere Nachfrageentwicklungen und ein verstärktes Kosten- und Preisbewusstsein der Nachfrager sind Facetten dieses neuen Infrastrukturmodells.

Die Welle von Infrastrukturprivatisierungen und die Öffnung geschützter Märkte in den 1980er- und 1990er-Jahren sind Ausdruck dieser Abkehr vom bisher geltenden Modell der Infrastrukturbereitstellung. Mit den neuen Organisationsformen sind große Hoffnungen verbunden, angesichts der gewachsenen Komplexität der Infrastruktursektoren beinhalten auf Privatisierung und Liberalisierung gründende Modelle aber gleichermaßen hohe Risiken und konfrontieren den Staat mit neuen Herausforderungen.

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Hintergründe, Konzepte und die bisherigen Ergebnisse der grundlegenden Reformprozesse in den Infrastruktursektoren. Ein besonderer Fokus wird dabei auf die Herausarbeitung des Regulierungsbedarfs und der Darstellung der konzeptionellen, instrumentellen und institutionellen Aspekte der Regulierung dieses Transformationsprozesses von öffentlichen Monopol- zu Wettbewerbsmärkten gelegt. Der Beitrag endet mit einem Ausblick auf die aktuellen Entwicklungen in der Elektrizitätsbranche, wobei auch thematisiert wird, inwieweit sich möglicherweise ein neuer Paradigmenwechsel in den Infrastruktursektoren andeutet (Helm 2005).

2 Infrastruktur: Abgrenzung, ökonomische Relevanz und Veränderungsdruck

2.1 Definition von Infrastrukturen und netzgebundenen Infrastrukturen

Der dem militärischen Sprachgebrauch der NATO entlehnte Begriff der Infrastruktur bezeichnet im Allgemeinen den öffentlichen Kapitalstock, der die Basisfunktionen bereitstellt, die erst die Funktionsfähigkeit einer arbeitsteilig organisierten Volkswirtschaft ermöglichen. Es gibt jedoch keine allgemeingültige und operationalisierbare Definition des Infrastrukturbegriffs. Für Analysen erschwerend kommt die eher zwiespältige Einordnung der Infrastruktur zwischen privaten und öffentlichen Gütern und die damit verbundene unklare Einordnung zwischen marktlicher und staatlicher Sphäre hinzu.

Jochimsen (1966: 145) bezeichnet Infrastruktur als „die Gesamtheit der materiellen, institutionellen und personellen Anlagen, Einrichtungen und Gegebenheiten, die den Wirtschaftseinheiten im Rahmen einer arbeitsteiligen Wirtschaft zur Verfügung stehen“, und die damit – neoklassisch interpretiert – Entlohnungsunterschiede der Produktionsfaktoren zwischen Regionen und Sektoren verringern und das wirtschaftliche Wachstum fördern. In der Regel greift man zur weiteren Konkretisierung auf bestimmte technische, ökonomische und institutionelle Merkmale zurück, die Infrastruktur erfüllen muss, oder wie Kay (1993: 55 f.) formuliert: „*Infrastructure is not a set of things but a set of properties*“.

Beschränkt man sich im Folgenden auf die materielle Infrastruktur (economic overhead capital) und lässt dabei das so genannte social overhead capital (soziale und kulturelle sowie Bildungseinrichtungen) außen vor, so lässt sich die folgende arbeitsfähige Umschreibung festmachen: *Infrastruktur bezeichnet großräumige technische Systeme, die sich aus immobilen physischen Komponenten zusammensetzen und die zentrale, d. h. notwendige und nur schwer substituierbare private und öffentliche Dienstleistungen bereitstellen, indem sie bestimmte Produkte/Informationen speichern, umwandeln und transportieren.*

Diese Merkmale treffen im Wesentlichen auf die netzgebundenen Infrastrukturen, wie Wasserversorgung, Abwasserentsorgung, Elektrizitäts- und Gasversorgung, Telekommunikation, aber auch auf Eisenbahnen und den öffentlichen Personennahverkehr zu. Die Infrastruktursysteme umfassen dabei sowohl die Teile und Komponenten, die erforderlich sind, um die primären Produktions-, Umwandlungs- und Transportprozesse durchzuführen inklusive der Kontroll- und Managementsysteme, aber auch die ökonomisch-rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen, unter denen diese primären Funktionen erst wirksam werden. Man kann sich dem Thema Infrastruktur also auf drei Analyseebenen nähern:

- Technische Merkmale beziehen sich auf die Funktionsweise der Netzkomponenten und auf die Netzkonfigurationen,
- die ökonomische Ebene beschäftigt sich mit der Frage der Bereitstellung der Dienste und der Organisationsstruktur der Systeme, während
- sich die übergeordnete Ebene mit den Institutionen, Vorgaben, formellen und informellen Regeln und staatlichen Regulierungen befasst, die auf das Infrastruktursystem einwirken.

Trotz aller technischen und institutionellen Unterschiede weisen die Infrastruktursektoren eine Reihe gemeinsamer ökonomischer Merkmale auf (Kessides 2004, Knieps 2004a, 2004b, Joskow 2005):

- Netzindustrien umfassen Aktivitäten, von denen zumindest Teile die Charakteristiken von natürlichen Monopolen aufweisen; economies of scale, Subadditivität der Kostenfunktionen, die Existenz von sunk costs, aber auch Verbundvorteile durch ein integriertes Management sind Argumente, die für Bereitstellung von Infrastrukturdienstleistungen durch ein einziges Unternehmen sprechen, das im Rahmen eines gesetzlich geschützten Monopols die Leistung effizienter anbieten kann als jede größere Zahl von Unternehmen.
- Die Bereitstellung von Infrastruktur ist mit spezifischen öffentlichen Interessen verknüpft. Bei dem Infrastrukturangebot handelt es sich in der Regel um Güter und Dienstleistungen, mit denen Basisbedürfnisse befriedigt werden; jedes Mitglied der Gesellschaft soll daher ein Zugangsrecht zu derartigen Infrastrukturleistungen haben. Die Universaldienstverpflichtung kann die Bereitstellung einer Mindestversorgung umfassen, die Festlegung von Qualitätsvorgaben und die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Zugangs zu sozial verträglichen Preisen, beispielsweise in der Form regional einheitlicher Tarife.
- Als natürliche Monopole mit spezifischen Gemeinwohlauflagen unterliegen die Infrastrukturanbieter einer staatlichen Regulierung; die staatliche Einflussnahme kann in unterschiedlicher Weise erfolgen und jeweils unterschiedliche Regulierungstatbestände umfassen.

- Für alle Infrastruktursektoren gilt außerdem eine sehr ausgeprägte Asymmetrie zwischen den direkten Kosten der Infrastrukturbereitstellung und dem durch sie generierten gesellschaftlichen Nutzen. Aber gleichermaßen gilt umgekehrt: Im Falle eines Versagens der Infrastruktur sind die sozialen Kosten immens im Vergleich etwa zu den damit verbundenen betriebswirtschaftlichen Verlusten des Betreibers.

Trotz dieser Gemeinsamkeiten gibt es zwischen den Infrastruktursektoren deutliche Unterschiede, sei es im Hinblick auf die unmittelbare wirtschaftliche Bedeutung des Sektors, auf die Kapitalintensität, den erreichten Stand der Marktversorgung,² des Grads der Internationalisierung oder bezüglich der Geschwindigkeit, mit der sich der technische Fortschritt innerhalb des Sektors durchsetzt. Diese unterschiedlichen Merkmale bestimmen zum einen den Reformbedarf, beeinflussen aber andererseits auch die Möglichkeiten und Grenzen konkreter Reformbestrebungen.

2.2 Ökonomische Effekte von Infrastruktureinrichtungen

Im März 2000 setzten sich die europäischen Staats- und Regierungschefs auf der Ratssitzung von Lissabon das Ziel, die EU bis zum Jahre 2010 zum „wettbewerbsfähigsten und dynamischsten wissensbasierten Wirtschaftsraum in der Welt“ zu machen, „einem Wirtschaftsraum, der fähig ist, ein dauerhaftes Wirtschaftswachstum mit mehr und besseren Arbeitsplätzen und einem größeren Zusammenhalt zu erzielen“, und der „gleichzeitig dem Umweltschutz verpflichtet ist“ (Europäischer Rat 2000). Diese Lissabon-Strategie, die auf den folgenden Ratssitzungen ergänzt und bekräftigt wurde, besteht aus einem Bündel sich gegenseitig beeinflussender Maßnahmen, die zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten abgestimmt sind. Neben der Förderung der Wissensgesellschaft und Stimulierung von Ansätzen des ökologischen Wirtschaftens bilden Maßnahmen zur Vollendung des Binnenmarktes und der Öffnung bisher abgeschirmter und geschützter Sektoren den Kern dieser Strategie. Die bisherigen Ergebnisse dieser Reformprozesse sind eher gemischt: Zwar gibt es einige bedeutsame Fortschritte, in einigen Bereichen ist der europäische Wirtschaftsraum jedoch gegenüber dem asiatischen Raum oder den USA weiter zurückgefallen. Defizite werden beim Abbau von Wettbewerbshemmnissen gesehen und in diesem Zusammenhang insbesondere weitere Schritte bei der Öffnung netzgebundener Infrastruktursektoren und eine kritische Überprüfung staatlicher Beihilfen eingefordert.³

Infrastrukturunternehmen stellen zentrale Basisdienstleistungen für die Gesellschaft bereit: Energie-, Telekommunikations- und Verkehrsdienstleistungen in ausreichender Menge

² Nicht eingegangen werden soll hier auf die aktuelle Diskussion zum Zusammenhang von Infrastrukturauslastung und demographischer Entwicklung, von der nach allen Erfahrungen die Sektoren im unterschiedlichen Maße betroffen sein werden; siehe Schiller; Siedentop 2005.

³ Bericht der Hocharangigen Sachverständigengruppe 2004, S. 29 f. Einen besonderen Stellenwert hat diesen Fragen aktuell auch das German-French Council of Economic Advisers in seinen Empfehlungen an die beiden Regierungen eingeräumt. Das Council verweist auf den Stellenwert funktionsfähiger Infrastrukturnetzwerke für die europäische Reformagenda, gleichzeitig aber auch darauf, dass beide Länder bisher nicht unbedingt an der Spitze der Reformbestrebungen standen. Das Council fordert ein besonderes Engagement der beiden Regierungen über die EU-Vorgaben hinaus und macht konkrete Vorschläge für die verschiedenen Sektoren; vgl. German-French Council of Economic Advisers 2004: 9 ff.

und Qualität sind die Grundvoraussetzung für die Funktionsfähigkeit arbeitsteilig organisierter Volkswirtschaften. Infrastruktur hat maßgeblichen Einfluss auf das Wirtschaftswachstum von Ländern und Regionen und bestimmt deren langfristige Wettbewerbsfähigkeit. Konsumorientierte Infrastrukturdienstleistungen haben gleichzeitig unmittelbare Auswirkungen auf den Lebensstandard der Bevölkerung; neue Informations- und Kommunikationstechnologien bestimmen z. B. heutzutage die individuellen Möglichkeiten der Teilnahme am gesellschaftlichen Leben. Die Bedeutung der Infrastruktur für moderne Industriegesellschaften wurde gerade in jüngster Zeit ganz offenkundig: Der Zusammenbruch der Energieversorgung in einigen europäischen und amerikanischen Regionen zeigte die Abhängigkeit moderner Industriegesellschaften.⁴

Nach vorläufigen Schätzungen tragen die Infrastruktursektoren unmittelbar zu etwa 6 % der Beschäftigung und des Bruttoinlandsprodukts in der EU (EU 15) bei, wobei die einzelnen Sektoren jeweils eine unterschiedliche Rolle spielen (European Commission 1999: 2004). Der Anteil des Telekommunikationssektors am europäischen Bruttoinlandsprodukt betrug im Jahre 2001 rd. 3,5 %; dieser Sektor wies in der Europäischen Union während der zweiten Hälfte der 1990er-Jahre ein durchschnittliches Umsatzwachstum von fast 15 %/a auf. Im Jahre 2001 entfiel auf die Telekommunikationsbranche ein europaweiter Umsatz von rd. 320 Mrd. Euro, der mit rd. 1,1 Mio. Beschäftigten erzielt wurde. Dies waren rd. 0,7 % der gesamten Beschäftigten auf der europäischen Ebene.

Im Vergleich zur Telekommunikationsbranche weist der Energiesektor nur noch geringe Wachstumsraten auf, aufgrund der erreichten Marktsättigung zumindest in den Industrienationen wird auch für die Zukunft eher von einer Stagnation ausgegangen. Nach Angaben von Eurostat trugen der Elektrizitäts- und der Gassektor im Jahre 1999 mit 224 Mrd. Euro zu rd. 2,8 % der gesamten Wertschöpfung in der EU bei Ende der 1990er-Jahre waren in der Energiewirtschaft noch rd. 850.000 Personen beschäftigt, die Zahl der Beschäftigten ist jedoch aufgrund der massiven Umstrukturierungen in der Branche in den letzten Jahren stark rückläufig.

Der gesamte Wassermarkt der EU, der in der jüngsten Zeit verstärkt in den Blickpunkt der europäischen Liberalisierungsbestrebungen rückte, ist zwar kleiner, der Gesamtumsatz wird jedoch auf immerhin 80 Mrd. Euro geschätzt, er liegt damit noch über dem Niveau des europäischen Erdgasmarktes.

Die ökonomische Bedeutung der einzelnen Sektoren differiert zwischen den Staaten nicht unerheblich, sodass sich auch über die Sektoren hinweg kein eindeutiges Bild ergibt. Hohe Wachstumsraten in einzelnen europäischen Mitgliedstaaten sind oft auf das niedrige

⁴ Siehe Gheorghe; Mili 2004. Zu den volkswirtschaftlichen Schäden, verursacht durch eine qualitativ schlechte Infrastrukturversorgung bzw. durch eine – temporäre – Versorgungsunterbrechung, liegen bisher kaum systematische Studien vor. Ten Heuvelhof; Kuit; Stout (2004: 7) zitieren Quellen, wonach die volkswirtschaftlichen Schäden allein aufgrund von Routinefehlern in den Infrastruktursektoren auf rd. 5 % des gemeinschaftlichen Bruttoinlandsprodukts der EU der 25 zu veranschlagen sind. Eine gute Einführung in die Methodik der Ermittlung direkter und indirekter Effekte des Zusammenbruchs der Infrastrukturversorgung bieten Freeman; Warner 2001 sowie Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC) 2003.

Ausgangsniveau zurückzuführen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die neuen Mitgliedstaaten der EU mit berücksichtigt werden. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten Infrastruktursektoren in Deutschland, auch hier wird die besondere Rolle des Energiesektors deutlich.

Tab. 1: Ökonomische Bedeutung der Infrastruktursektoren in der Bundesrepublik Deutschland

Sektor	Umsatz in Mrd. EUR	Beschäftigte	Investitionen in Mrd. EUR
Wasser + Abwasser	20	100.000	2,4
Telekommunikation	63,4	226.400	5
Post	10	178.680	k. A.
Elektrizitätsversorgung	77,9	183.500	9,4
Gasversorgung	24,6	25.200	2,2
Personennahverkehr	8	144.000	2,1
Eisenbahn *	15,8	210.000	10

Jeweils aktuellste veröffentlichte Zahlen (2000-2003); * Angaben für Deutsche Bundesbahn; Quelle: BMWi., Deutsche Bundesbahn, Regulierungsbehörde für Post und Telekommunikation, Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft; VDV: Verband Deutscher Verkehrsunternehmen

Einen sehr breiten Raum in der wissenschaftlichen Literatur nimmt seit jeher der Zusammenhang zwischen Infrastrukturausstattung und regionaler Entwicklung ein (Auer 2004, Aschauer 1990, Andrews; Swanson 1995, Canaleta; Arzoz et al. 2002; Conrad; Seitz 1992, Lau; Sin 1997). Der Nachweis dieses Zusammenhangs ist methodisch nicht einfach zu führen, im Endergebnis verweisen die meisten Studien jedoch auf den Engpasscharakter von Infrastruktur für die regionale Entwicklung. Für die Rolle der Infrastruktur entscheidend sind dabei vor allem der Entwicklungsstand der Region und ihre allgemeinen Entwicklungsperspektiven.

2.3 Privatisierung – Liberalisierung – Deregulierung

Die Liberalisierung der Netzindustrien zählt weltweit unzweifelhaft mit zu den radikalsten ökonomischen Reformen der letzten Jahrzehnte. Die Marktöffnung bisher gesetzlich geschützter Sektoren wird begleitet durch zahlreiche weiter reichende Maßnahmen, die die Eigentumsstrukturen und Prozesse staatlicher Einflussnahme betreffen. Die in diesem Zusammenhang auch in der politischen Debatte genutzten Begriffe sind jedoch nicht immer eindeutig besetzt, was für eine systematische Auseinandersetzung mit den Folgen dieser Veränderungsprozesse nicht immer hilfreich ist.

Privatisierung bezeichnet den Transfer von Eigentumsrechten und der Kontrollfunktionen über Unternehmen auf private Eigentümer; damit einher geht dann auch die Verlagerung der ökonomischen Risiken. Art und vor allem Umfang des Transfers können sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erster Schritt bei der Transformation öffentlicher Unternehmen ist dabei in der Regel die formale Privatisierung: hierbei wird das Unternehmen in eine private

Rechtsform überführt, die Anteile am Unternehmen verbleiben aber weiterhin bei der öffentlichen Hand. Von public-private-partnership-Lösungen wird dann gesprochen, wenn private Anteilseigner sich an diesen formal privatisierten Unternehmen beteiligen. Dieses private Engagement kann dabei unterschiedlich weit reichend sein, in der Regel versucht die öffentliche Hand jedoch die Anteilsmehrheit zu behalten, um sich damit maßgeblichen Einfluss auf die Unternehmensführung zu sichern.⁵ Bei einer vollständigen materiellen Privatisierung wird nicht nur die Pflicht der Infrastrukturversorgung, sondern auch deren Durchführung auf ein privates Unternehmen übertragen.⁶ Der Privatisierungsbegriff ist also im jeweiligen Kontext zu analysieren.⁷

Häufig wird im Zusammenhang mit Privatisierung im gleichen Atemzug der Begriff der *Liberalisierung* erwähnt: Liberalisierung meint Öffnung bislang gesetzlicher geschützter Monopolmärkte über die Beseitigung von Marktzutrittsbarrieren und die Einführung von Wettbewerb innerhalb dieser Branche. Unter Effizienzgesichtspunkten wird eine Marktöffnung dann ihre besondere Wirksamkeit entfalten, wenn sie gleichzeitig mit einer Privatisierung der auf dem Markt aktiven Unternehmen einhergeht. Denkbar ist jedoch auch eine Liberalisierung des Marktes bei Beibehaltung der öffentlich-rechtlichen Eigentumsverhältnisse. Diese Kombination stellt jedoch eher die Ausnahme dar, in der Praxis überwiegen die Beispiele, bei denen eine Privatisierung ohne gleichzeitige Marktöffnung stattgefunden hat. In einem solchen Fall wird damit dann lediglich ein öffentliches in ein privates Monopol überführt.

Deregulierung meint in einem weiten Verständnis den Abbau staatlicher Einflussnahme auf die Wirtschaft. Dies kann, muss aber keineswegs den vollständigen Verzicht auf staatliche Regulierung bedeuten. Deregulierung umfasst bspw. auch die Ansätze, bei denen etwa eine formelle staatliche Intervention durch Maßnahmen ersetzt wird, die den Adressaten größere Handlungsspielräume geben. Ein Beispiel für diese Art der Deregulierung ist etwa die Abkehr von der traditionellen „command-and-control“-Philosophie in der Umweltpolitik und die Hinwendung zu stärker marktlichen, anreizorientierten Instrumenten.

Die Tatsache, dass die Notwendigkeit einer staatlichen Kontrolle der Netzindustrien auch nach einer Privatisierung und Liberalisierung bestehen bleibt, wird häufig auch mit dem Begriff der *Re-Regulierung* umschrieben.

⁵ Nach der neueren Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofes ist die Anteilsmehrheit der öffentlichen Hand jedoch nicht ausreichend, um diese Unternehmen dem allgemeinen Wettbewerbs- und Vergaberecht zu entziehen. Dies bedeutet z. B., dass eine Kommune nur dann ohne formelle Ausschreibung ihrem Kommunalunternehmen eine Konzession erteilen darf, wenn sich die Unternehmensanteile vollständig in öffentlicher Hand befinden.

⁶ Diese Möglichkeit besteht zurzeit nicht in allen Sektoren. So haben bisher nur einige Bundesländer von der rechtlichen Möglichkeit Gebrauch gemacht, auch die Abwasserbeseitigungspflicht auf private Unternehmen übertragen zu können.

⁷ Wie wenig eindeutig der Begriff sein kann, zeigen Entwicklungen aus der Elektrizitätswirtschaft: So wird auch dann von einer Privatisierung gesprochen, wenn ein kommunales Stadtwerk an ein ausländisches Versorgungsunternehmen verkauft wird, das sich aber – Bsp. französische EdF oder die schwedische Vattenfall – jeweils vollständig im Staatsbesitz befindet.

2.4 Hintergründe und Ziele der Privatisierung öffentlicher Unternehmen

Die Privatisierung öffentlicher Unternehmen und hier insbesondere von Unternehmen in den strategisch wichtigen Netzindustrien war während der letzten Jahrzehnte weltweit ein wichtiges Instrument staatlicher Wirtschafts- und Wettbewerbspolitik. Die mit dem Instrument verknüpften Ziele variieren je nach Land und auch Sektor, die Zielsetzungen ändern sich aber auch im Zeitablauf (Newbery 2004; Megginson; Netter 2001). Zu Beginn der Privatisierungswelle in den Industrienationen stand zunächst der Verkauf staatlicher Anteile an klassischen Produktionsunternehmen (Stahl, Werften, Automobilbau etc.) im Vordergrund; erst im Laufe der Zeit erfasste die Privatisierung dann auch die Bereiche der klassischen Staatstätigkeiten (Ver- und Entsorgungsindustrien etc.).

Das Privatisierungsvolumen nahm seit Ende der 1970er-Jahre kontinuierlich zu und erreichte in der zweiten Hälfte der 1990er-Jahre mit rd. 160 Mrd. \$ pro Jahr einen Höhepunkt. Seit diesem Zeitpunkt sind die Privatisierungseinnahmen wieder stark rückläufig, nach wie vor gibt es mit Blick auf den Umfang der Privatisierung erhebliche Unterschiede zwischen den Ländern.⁸

Der verstärkt mit Beginn der 1980er-Jahre einsetzende Prozess der Privatisierung in den Infrastruktursektoren wurde durch eine Reihe von Entwicklungen angestoßen und begünstigt, die immer noch weitgehend Gültigkeit besitzen (OECD 2003: 20 ff.):

- Die öffentlichen Haushaltsprobleme nahmen dramatisch zu, damit auch gleichzeitig die Notwendigkeit, staatliche Ausgaben und die öffentliche Kreditaufnahme stärker zu kontrollieren;
- es bestand ein wachsendes Unbehagen bezüglich der Leistungsfähigkeit öffentlicher Unternehmen, die gemein hin als wenig effizient und flexibel betrachtet wurden;⁹
- der technische Fortschritt untergräbt in den verschiedenen Sektoren (Telekommunikation, Energie, Verkehr) die traditionelle Monopolstellung der öffentlichen Anbieter; die damit verbundene Marktöffnung schafft zusätzliche Anreize für eine Privatisierung der öffentlichen Unternehmen;
- die Globalisierung der Finanzmärkte eröffnet grundsätzlich neue Finanzierungsmöglichkeiten von Infrastrukturprojekten; um in den Genuss dieser Finanzmittel zu gelangen, müssen öffentliche Unternehmen von den Restriktionen staatlicher Reglementierung befreit werden;
- eine sehr grundsätzlich geführte Debatte um die ökonomische Rolle des Staates schafft gleichzeitig auch die ideologische Basis für den Verkauf öffentlicher Unternehmen: „the

⁸ Ein umfangreiches Informationsangebot zu allen Fragen im Zusammenhang mit Privatisierung bieten die OECD (<http://www.oecd.org>) sowie die Weltbank (<http://www.worldbank.org>). Relativ neu ist <http://www.privatizationbarometer.net>, eine von den italienischen Forschungsförderungsorganisationen Fondazione IRI und Fondazione Eni Enrico Mattei organisierte Website über Stand, Entwicklung und Auswirkungen der Privatisierung in Europa.

⁹ Es gibt zahlreiche theoretische Ansätze, mit denen die Effizienzunterschiede zwischen öffentlichen und privaten Unternehmen erklärt werden (Bsp. Public-Choice- und Property-Rights-Theorien); vgl. Nicoletti; Scarpetta 2003, Kessides 2003, Cragg, Dyck 2003.

business of government is not the government of business“, so ein geflügeltes Wort aus der Anfangsphase der Privatisierungspolitik in Großbritannien;¹⁰

- zuletzt führte auch der Zerfall des sozialistischen Systems zu einer neuen Welle an Privatisierungen.

Auch wenn die konkreten Ziele einer Privatisierungspolitik jeweils länderspezifisch sind, umfassen die Zielkataloge jedoch einige gemeinsame Punkte: allokative und technische Effizienz, Reduzierung der Staatsverschuldung und Sanierung des Staatshaushalts, die Einwerbung privaten Kapitals, die Umverteilung finanzieller Ressourcen sowie sozial- und verteilungspolitische Motive kommen dabei zum Tragen. Aber auch die Etablierung von Wettbewerbsstrukturen insbesondere in den bisher geschützten Märkten kann ein erklärtes Ziel der Privatisierungspolitik sein. Bei der Bandbreite der Zielsetzungen sind Zielkonflikte natürlich nicht auszuschließen: Das staatliche Interesse an möglichst hohen Privatisierungseinnahmen kollidiert z. B. mit dem Ziel einer stärkeren Wettbewerbsorientierung. Der Verkaufspreis eines öffentlichen Unternehmens wird geringer ausfallen, wenn das Unternehmen nicht mehr unter Monopolbedingungen operieren kann, sondern sich auf einem Wettbewerbsmarkt durchsetzen muss. Die Rolle des Bundes als Großaktionär der Deutschen Telekom dürfte z. B. für die Entwicklung der Telekommunikationsbranche nach der Privatisierung und Liberalisierung nicht unerhebliche Konsequenzen gehabt haben (Scheele; Kühl 2003).

Obwohl gemessen an den zentralen Zielsetzungen die Privatisierungspolitik keineswegs als gescheitertes Modell anzusehen ist, formiert sich weltweit doch Widerstand und dies nicht allein in den Entwicklungsländern. Nach Kikeri; Nellis (2004), die jüngst eine Übersicht über die Ergebnisse der Privatisierung vorlegten, hat diese zunehmende Unzufriedenheit ihre Ursache unter anderem darin, dass Privatisierung quasi als Allheilmittel verkauft wurde. Zu einer ähnlichen Aussage speziell mit Blick auf die Elektrizitätswirtschaft kommen Rosenzweig; Voll; Pabon-Agudelo (2004). Viele (zu) hohe Erwartungen haben sich nicht erfüllt, dies wird andererseits dann nicht selten zum Anlass genommen, die Privatisierung der öffentlichen Unternehmen und die Liberalisierung für nahezu alle sektorspezifischen Fehlentwicklungen verantwortlich zu machen. Ein Beispiel dafür sind die großflächigen Unterbrechungen in der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft, zu denen nach allen bisherigen Erkenntnissen eher die unzulängliche Regulierungspolitik beigetragen hat (Horn 2003). Gerade diese Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft, aber auch ganz offenkundig gescheiterte Projekte in der Wasserwirtschaft einiger Entwicklungsländer haben die Privatisierungsskepsis erhöht und in einigen Ländern in der Zwischenzeit auch die Ordnungspolitik für die Netzindustrien mit beeinflusst.¹¹ Angesichts dieser eher zwiespältigen politischen Bewertung von

¹⁰ “Privatization ... was fundamental to improving Britain’s economic performance. But for me it was also far more than that: it was one of the central means of reversing the corrosive and corrupting effects of socialism ... Just as nationalization was at the heart of the collectivist programme by which Labour Governments sought to remodel British society, so privatization is at the centre of any programme of reclaiming territory for freedom.” (Thatcher 1993: 676).

¹¹ In den Niederlanden spielte das wachsende Unbehagen – jeweils mit expliziter Bezugaufnahme auf die Krise in der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft – bei der Entscheidung des Parlaments eine ganze wesentliche Rolle, die Wasserwirtschaft im öffentlichen Besitz zu belassen und sogar ein Privatisierungsverbot zu vereinbaren; siehe Kuks 2001, Klostermann 2003.

Privatisierung erscheint eine eingehendere Auseinandersetzung mit den grundlegenden Optionen der Organisation von Netzindustrien sinnvoll und notwendig.

3 Der Ordnungsrahmen netzgebundener Infrastruktursektoren: Zum theoretischen Hintergrund

Infrastruktursysteme setzen sich aus Teilkomponenten zusammen, die in einem Komplementärverhältnis zueinander stehen. Das Problem der Koordination dieser einzelnen Teilsysteme ist dabei in den einzelnen Sektoren institutionell schon immer auf sehr unterschiedliche Weise gelöst worden. Während im Eisenbahnsektor, in der Telekommunikations-, Energie- und vor allem auch der Wasserwirtschaft stets vertikal integrierte Strukturen überwogen, bei der sich alle Teilsysteme in einer Hand befinden, war das Bild im Luftverkehr ein völlig anderes: Das System kann nur funktionieren und ein hohes Maß an Versorgungssicherheit garantieren, wenn Flughäfen, die Luftverkehrskontrolle und die Fluggesellschaften kooperieren, dennoch sind diese einzelnen Elemente der Wertschöpfungskette seit Beginn der kommerziellen Luftfahrt organisatorisch und institutionell voneinander getrennt (Knieps 2004a).

Eine vertikal integrierte Unternehmensstruktur in den meisten Netzindustrien lässt sich ökonomisch mit Verweis auf Synergieeffekte und Verbundvorteile begründen: Die Zusammenfassung aller Segmente der gesamten Wertschöpfungsstufe kann die Planungen und Abstimmungen verbessern, aber eben auch kostensenkend wirken. Der Nachteil einer solchen vertikal integrierten Struktur ist jedoch darin zu sehen, dass innerhalb eines solchen Systems Wettbewerb nur schwer zu installieren ist (OECD 2001a, 2001b, Mulder; Shestalova; Lijesen 2005).

Die bisherigen Reformansätze in Netzindustrien basieren daher im Wesentlichen auf einer vertikalen Separierung, d. h. auf der Aufhebung der traditionellen vertikal integrierten Struktur. Vorrangiges Ziel ist dabei die Öffnung der Netze für alternative Anbieter. Um das Potenzial institutioneller Reformen in den Netzindustrien systematischer analysieren zu können, ist eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Netzwerkebenen angebracht. Knieps (2004a) unterscheidet dabei die folgenden Ebenen:

- Ebene 1: Netzwerkdienstleistungen: Angebot an Luftverkehrs- und Eisenbahnverkehrsdienstleistungen, Produktion und Verkauf von Elektrizität, Gas und Telekommunikation und Wasser
- Ebene 2: Infrastrukturmanagement: Luftverkehrskontrolle, Eisenbahnverkehrskontrolle
- Ebene 3: Netzinfrastuktur: Telekommunikationsnetze, Eisenbahnnetz, Energienetze, Wasser- und Abwassernetze
- Ebene 4: Öffentliche Ressourcen (Grund und Boden, Wasserressourcen)

Die Infrastruktursektoren weisen auf den einzelnen Ebenen zwar zahlreiche Gemeinsamkeiten auf, dennoch sind die Sektoren jeweils im Detail zu analysieren, um den Handlungsbedarf aufzuzeigen. So spielen die einzelnen Netzebenen in den Sektoren allein schon aufgrund spezifischer technischer Bedingungen eine unterschiedliche Rolle: im Eisenbahn- und im Luftverkehrssektor, aber immer mehr auch in der Elektrizitätswirtschaft spielt das Netzmanagement eine wichtige Rolle, in der Wasserwirtschaft ist diese Ebene schon auf-

grund des Fehlens eines nationalen Verbundnetzes eher von nachrangiger Bedeutung. Im Vergleich dazu spielt die vierte Ebene in der Wasserwirtschaft eine besondere Rolle, weil es hier um die Frage der Allokation der Wasserressourcen geht und nicht nur wie in allen anderen Sektoren um die Bereitstellung von Grund und Boden für die Verlegung von Netzen.

Diese differenzierte Betrachtung der Netzindustrien nach Stufen erlaubt sowohl eine Bewertung der Wettbewerbspotenziale als auch die Analyse der Ansatzpunkte und Herausforderungen eines disaggregierten Regulierungsansatzes. Allein die Aufhebung rechtlicher Marktzutrittschranken, wie sie bis zum Jahre 1998 etwa in der Energiewirtschaft Bestand hatten und nach wie vor etwa in der Wasserwirtschaft gelten, garantiert noch keinen funktionierenden Wettbewerb, wenn der bisherige Monopolanbieter auch nach der Marktöffnung seine marktbeherrschende Stellung aufrechterhalten kann.

Entsprechend der „Theorie der angreifbaren Märkte“ (theory of contestable markets) ist es zwar theoretisch vorstellbar, dass ein solcher Monopolist nicht reguliert werden muss, wenn er durch potenzielle Konkurrenten diszipliniert wird (Joskow 2005, Knieps 2004c, 2001, Koski; Kretschmer 2004). In einem solchen Fall könnte das Unternehmen seine marktbeherrschende Stellung nicht ausnutzen, wenn es jederzeit damit rechnen muss, dass ein Konkurrent auf den Markt tritt, ihn unterbietet und ihm seine Marktanteile streitig macht. Zentrale Voraussetzung für die Wirksamkeit dieses potenziellen Wettbewerbs ist jedoch die Abwesenheit von sunk costs. Dabei handelt es sich um Investitionen, die ein Unternehmen bei einem Marktaustritt nicht wieder Erlösen kann, die „versunken“ sind. Die Kosten dieser Investitionen etwa in die Netzinfrastruktur sind nach dem Markteintritt für den bisherigen Monopolanbieter nicht mehr entscheidungsrelevant. Das Unternehmen wird bei seiner Preisgestaltung kurzfristig bis auf seine variablen Kosten heruntergehen und damit Newcomer, die die Investitionen erst tätigen müssen, jederzeit am Marktzutritt hindern können. Für Netzindustrien ist wettbewerbspolitisch relevant somit das Zusammentreffen von irreversiblen Kosten (sunk costs) und den Bedingungen eines natürlichen Monopols. Sind beide Bedingungen erfüllt, spricht man auch von einem monopolistischen Bottleneck (Tabelle 1). Beispiele hierfür sind Schienenwege, lokale Telekommunikations-, Strom- und Trinkwassernetze. Aber auch andere zentrale Systemkomponenten können diese Bedingungen erfüllen.

Tab. 2: Identifikation von Regulierungsbedarf

	Irreversible Kosten	Ohne irreversible Kosten
Natürliches Monopol	Monopolistische Bottlenecks	Potenzieller Wettbewerb
Kein natürliches Monopol	Wettbewerb zwischen aktiven Anbietern	Wettbewerb zwischen aktiven Anbietern

Quelle: Knieps (2001: 33).

Betrachtet man nun die einzelnen Ebenen in den Netzindustrien im Hinblick auf das Vorliegen dieser Bedingungen, so kann der entsprechende Regulierungsbedarf abgeleitet werden (siehe Tabelle 2). Während in den Segmenten, in denen weder sunk costs noch die Merkmale eines natürlichen Monopols vorliegen, wettbewerbliche Lösungen möglich sind, ergibt sich ein spezifischer Regulierungsbedarf im Bereich der Bottlenecks. Damit Wettbewerb auf dem nachgelagerten Endkundenmarkt möglich ist, muss Dritten ein diskriminie-

rungsfreier Zugang zu diesen Infrastrukturen gewährt werden. So muss die Deutsche Telekom etwa anderen Diensteanbietern den Zugang zu ihrem Telekommunikationsnetz ermöglichen, ebenso wie Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihre Netze für die Durchleitung von Strom unabhängiger Kraftwerksbetreiber öffnen müssen.

In der Tabelle 3 sind für wesentliche Infrastruktursektoren die einzelnen Stufen benannt, die wettbewerblich bzw. nicht wettbewerblich organisiert werden können.

Tab. 3: Wettbewerbliche und monopolistische Segmente in den Netzindustrien

Industrie	Bereiche, die in der Regel nicht wettbewerblich zu organisieren sind	Bereiche, die wettbewerblich organisierbar sind
Elektrizität	Hochspannungsnetz; lokale Verteilungsnetze	Energieerzeugung und Lieferung an Endkunden
Gas	Ferngasnetze, lokale Verteilungsnetze	Energieproduktion, Verkauf an Endkunden, Speicherung von Gas
Telekommunikation	Lokale Telekommunikationsnetze (Local Loop)	Fernübertragungsnetze, Mobilfunk, Mehrwertdienste
Eisenbahnen & Nahverkehr	Netzinfrastuktur; Signalinfrastruktur u. ä.	Eisenbahnbetrieb; unterstützende Dienste
Wasser	Lokale Wasserversorgungs- und Abwasserentsorgungsnetze	Wassergewinnung, Wasseraufbereitung, Fernversorgung; Abwasserreinigung
Luftverkehr	Flughäfen	Fluglinien; Wartung; Verkauf

Quelle: eigene Zusammenstellung

Die Identifizierung der grundsätzlichen Wettbewerbsspielräume in den einzelnen Sektoren soll im Folgenden ergänzt werden um die Darstellung konkreter Wettbewerbsoptionen.

4 Wettbewerbsoptionen in Netzindustrien

Wettbewerb in den Netzindustrien ist auf sehr unterschiedliche Art und Weise realisiert worden. Die Tabelle 4 fasst die wichtigsten Eckpunkte dieser Reformprozesse auf nationaler und internationaler Ebene zusammen. Gemessen an den Entwicklungen in den angelsächsischen Ländern beginnt der Prozess in Deutschland erst relativ spät und ist generell weniger spektakulär. Postwesen, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung, der Nahverkehr sowie Teile der Abfallwirtschaft sind nach wie vor weitgehend innerhalb von Monopolstrukturen organisiert. Dieser eher zögerliche Privatisierungsprozess ist dabei sowohl vor dem Hintergrund der langen Tradition der deutschen Gemeinwirtschaftslehre als auch des herausgehobenen Stellenwerts öffentlicher Unternehmen bei der Realisierung industrie- und verteilungspolitischer Zielsetzungen zu sehen. Andererseits spielte dabei aber auch der anfangs vergleichsweise geringe Problemdruck in den einzelnen Sektoren eine Rolle.

Tab. 4: Eckpunkte der Infrastrukturreform

Reformprozess	Jahr
USA – Deregulierung	
Airline Deregulation Act	1978
Staggers Act (Eisenbahnderegulierung)	1980
Motor Carrier Act (Deregulierung des Güterfernverkehrs)	1980
AT&T Auflösung (Deregulierung Telekommunikationssektor)	1984
Federal Energy Regulatory Commission Order 636 (Deregulierung des Gassektors)	1992
FERC Order 888 (Deregulierung des Elektrizitätssektors)	1996
Telekommunikations Act	1996
Privatisierung Großbritannien	
British Telecom	1984
British Gas	1986
British Airways	1987
British Airports Authority	1987
Wasserwirtschaft	1989
Elektrizitätsversorgungsunternehmen	1990
British Rail	1995
British Energy (Kernkraftwerke)	1996
Liberalisierungsdirektiven der EU	
Telekommunikation	1990
Eisenbahnen	1991
Elektrizität	1996
Gas	1998
Liberalisierung Deutschland	
Telekommunikationsgesetz	1996
Energiewirtschaftsgesetz	1998/2005
Eisenbahnreform	1994

Quelle: Kessides 2004: 32; eigene Ergänzungen

Die gesetzlich eingeleiteten Änderungen im Ordnungsrahmen von Netzindustrien umfassen verschiedene Bereiche. Beispielhaft fasst die folgende Tabelle die wesentlichen Reformansätze in der Elektrizitätswirtschaft zusammen (Tab. 5).¹²

¹² Aktuelle Übersichten zu den Reformansätzen in der Elektrizitätswirtschaft finden sich bei Green 2005, Rosenzweig; Vol; Pabon-Agudela 2004, Cavazos; Buss 2003.

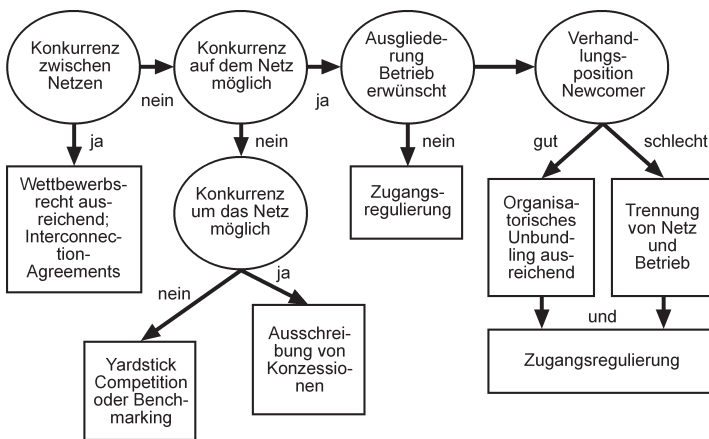
Tab. 5: Reformansätze in der Elektrizitätswirtschaft

Reformoption	Beschreibung
Restrukturierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vertikales Unbundling von Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb ▪ Horizontale Trennung von Erzeugung und Versorgung
Wettbewerb und marktliche Organisation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wettbewerb auf dem Groß- und Einzelhandelmarkt ▪ Abbau von Marktztrittsbarrieren für neue Anbieter im Bereich Erzeugung und Vertrieb
Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Errichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde ▪ Sicherung des Zugangs Dritter zu Netzen ▪ Anreizorientierte Regulierung von Netzbetreibern
Eigentumsstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zulassung neuer privater Akteure ▪ Privatisierung vorhandener öffentlicher Unternehmen

Quelle: Jamasb et al. 2005: 6

Die Abbildung 1 verdeutlicht anhand eines Entscheidungsbaums grundsätzliche Optionen der Umsetzung von Wettbewerb in den Netzindustrien. Staatliche Regulierung bleibt in jedem Fall erforderlich, allein die traditionelle Wettbewerbspolitik wird als Regulativ der nach wie vor vorhandenen bestehenden Marktmacht der Unternehmen nicht ausreichen.

Abb. 1: Ordnungsrahmen in Netzindustrien



Quelle: in Anlehnung an Blokland; van Zijp 2001

Die einzelnen Wettbewerbsmodelle lassen sich – ohne im Detail auf sektorspezifische Anforderungen einzugehen – wie folgt skizzieren:

Wettbewerb im Markt (competition in the field)

Um auf dem Markt für Infrastrukturdienstleistungen unmittelbar Wettbewerb einzuführen, sind zunächst die rechtlichen Marktzutrittsbarrieren zu beseitigen. In der deutschen Elektrizitätswirtschaft geschah dies z. B. im Jahre 1998 mit der Aufhebung der wettbewerblichen Ausnahmereiche nach § 103 GBW a. F. Neue Anbieter können nun auf den Markt treten und mit den bisherigen Monopolanbietern um Endkunden konkurrieren. Dieser Wettbewerb kann unterschiedliche Formen annehmen: Die Newcomer können sich bspw. nur auf die grundsätzlich wettbewerblich organisierbaren Bereichen beschränken und neue Dienstleistungen anbieten. Sowohl auf dem liberalisierten Energiemarkt als auch auf dem Telekommunikationsmarkt sind derartige Entwicklungen zu beobachten. Ein derartiger Marktzutritt ist relativ einfach, weil dafür nur vergleichsweise geringe Investitionen erforderlich sind.

Dies ist ganz anders, wenn ein Wettbewerb mit Infrastrukturen stattfindet. Ein Newcomer baut in diesem Fall seine eigene Infrastruktur auf, um den Endkunden zu erreichen. Diese Wettbewerbsvariante ist aufgrund des hohen Kapitalaufwandes (sunk costs) in der Regel nur auf bestimmte Märkte bzw. Marktsegmente beschränkt. Im schnell wachsenden, hoch innovativen Telekommunikationssektor hat sich der Aufbau eigener Infrastrukturen als eine durchaus tragfähige Wettbewerbsstrategie erwiesen, in den anderen Sektoren, wie vor allem in der Energie- oder auch Wasserwirtschaft, beschränken sich diese Lösungen bisher primär auf den Industriekundenbereich (Direktleitungsbau, Arealnetze ...). Bei einem Wettbewerb mit Infrastrukturen sind in der Regel zusätzliche Vereinbarungen notwendig, in denen die Bedingungen der Zusammenschaltung von Netzen festgelegt werden.

Ein Wettbewerb auf dem Markt wird also in der Regel nur möglich sein, wenn den Newcomern der Zugang zur Infrastruktur des bisherigen Marktinhabers gewährt wird, und dies zu fairen und diskriminierungsfreien Bedingungen. Der Netzzugang ist in sektorspezifischen Verordnungen geregelt (Energiewirtschaftsgesetz, Telekommunikationsgesetz etc.), grundsätzlich aber auch im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen normiert.¹³ Durchleitungsmodelle sind dann schwieriger umzusetzen, wenn der Netzbetreiber als vertikal integriertes Unternehmen selbst auf dem Endkundenmarkt aktiv ist und ein Interesse daran hat, Dritten den Zugang zu seiner Infrastruktur zu erschweren. In einer Trennung von Netz und Betrieb wird daher eine entscheidende Voraussetzung für die Implementierung von Wettbewerb

¹³ Mit dem relevanten § 19, 4 GWB ist die sog. essential facility doctrine in das deutsche Wettbewerbsrecht übernommen worden. Nach dieser Doktrine wird eine Einrichtung oder ein Teil einer Einrichtung als „wesentlich“ klassifiziert, wenn die Nutzung dieser Einrichtung Voraussetzung ist, um den Endkundenmarkt bedienen zu können, wenn für diese Einrichtung kein Substitut zur Verfügung steht und die Einrichtung nur mit einem wirtschaftlich nicht vertretbaren Aufwand reproduzierbar ist. Der Incumbent muss dann den Newcomern die Nutzung dieser Einrichtung gestatten. Dieser aus der amerikanischen Antitrustpolitik stammende Ansatz ähnelt dem bottleneck-Ansatz. Während dies jedoch ein allgemeines Konzept zur Ableitung von Regulierungsbedarf darstellt, entscheidet die essential facility doctrine fallweise; siehe ausführlicher Knieps 2004c.

gesehen. Ein solches Unbundling kann in unterschiedlichen Formen umgesetzt werden, die Varianten reichen von einer lediglich kostenrechnerischen Trennung von Netz und Betrieb, mit der sichergestellt werden soll, dass der Infrastrukturanbieter sich selbst die gleichen Preise für die Netznutzung in Rechnung stellt, die er auch von Dritten verlangt, bis hin zu der Auslagerung von Netzen in wirtschaftlich und rechtlich eigenständige Unternehmen. Für die Elektrizitätswirtschaft fordert die entsprechende europäische Richtlinie ein sog. legal unbundling, d. h. eine organisationsrechtliche Ausgliederung (Koenig; Kühling; Rasbach 2003) Während mit dem novellierten deutschen Energiewirtschaftsgesetz diese Auflage übernommen wird, beabsichtigt z. B. die niederländische Regierung ein weiter gehendes „ownership unbundling“ (Mulder; Shestalova; Lijesen 2005).¹⁴

Bei der Frage nach den Chancen für die Etablierung von direktem Wettbewerb in den Infrastruktursektoren gewinnt auch die Netzmanagementebene zunehmend an Bedeutung (Level 2). Die Zahl der Marktakteure steigt und damit auch der Koordinationsbedarf, im Elektrizitätsbereich etwa mit Blick auf die Abstimmung von Erzeugung und den Transport von Elektrizität. Neue Herausforderungen ergeben sich aber auch im Straßenverkehr, in der Vergangenheit bestand hier weder die Notwendigkeit noch die Möglichkeit einer Steuerung und Kontrolle der Verkehrsströme. Durch die Einführung von Straßenbenutzungsgebühren und die Etablierung von Toll Collect ergibt sich auch hier eine neue ordnungs- und wettbewerbspolitische Dimension.

Wettbewerb um den Markt (competition for the field)

Es kann Situationen geben, in denen Wettbewerb auf dem Markt aufgrund von überragenden Verbundvorteilen durch eine integrierte Leistungserstellung keine effiziente Lösung darstellt, oder aber in denen direkter Wettbewerb politisch nicht umsetzbar ist. In diesen Fällen stellt Wettbewerb um den Markt eine Lösung dar.

Bei dem sog. „franchise bidding“ wird das Recht, die Versorgung innerhalb eines wettbewerbsgeschützten Gebietes für einen bestimmten Zeitraum exklusiv zu übernehmen, mittels eines Ausschreibungsverfahrens vergeben. Diese Wettbewerbsverfahren können in den verschiedenen Infrastruktursektoren oft auf eine bereits lange Geschichte zurückblicken; in der Wasserversorgung werden Ausschreibungsmodelle bereits seit Ende des 19. Jh.s in Frankreich praktiziert; diese Projekte gelten als die Geburtsstunde der großen französischen Konzerne, die heute als Weltmarktführer solche Organisationsmodelle weltweit „exportieren“ (Roche 2001, Elnaboulsi 2001).

¹⁴ Unbundling setzt auch eine gewisse Marktgröße und Marktdichte voraus, die es mehreren Anbietern überhaupt erst ermöglicht, in einen aktiven oder potenziellen Wettbewerb einzutreten. In Entwicklungsländern sind die Märkte aber eher sehr klein; rd. 60 Entwicklungsländer verfügen in der Elektrizitätsversorgung über sog. peak system loads von unter 150 MW, weitere 30 zwischen 150 und 500 und nur 20 Länder zwischen 500 und 1000 MW. Nach Kessides (2003) wäre aber selbst ein 1000-MW-Markt für die Einführung von Wettbewerb mittels gemeinsamer Infrastrukturnutzung noch zu klein.

Unter idealen Bedingungen führt ein Ausschreibungsmodell zu Ergebnissen, die vergleichbar denen auf einem Wettbewerbsmarkt sind. Der Zuschlag geht an das Unternehmen, das über die Laufzeit die günstigsten Preise unter Beibehaltung einer bestimmten Qualität garantiert; nach dem Ende der Laufzeit erfolgt eine neue Ausschreibung. In der Praxis zeigt sich jedoch eine Reihe von Problemen, auf die bereits die frühen Arbeiten die Transaktionskostentheorie und der Neuen Institutionellen Ökonomie verwiesen haben. So müssen etwa die zukünftige Nachfrage und die örtlichen Bedingungen geschätzt werden, ebenso sind Umfang und Qualität der auszuschreibenden Leistungen genau zu spezifizieren. Auch ist zu entscheiden, inwieweit und in welchem Umfang der erfolgreiche Bieter Investitionen in die Infrastruktur vorzunehmen hat. Weiterhin ist die Vertragslänge so zu wählen, dass Vorteile einer hohen Wettbewerbsintensität bei kurzen Laufzeiten nicht kompensiert werden durch die unter solchen Bedingungen unzureichenden Investitionsanreize der Unternehmen. Insgesamt erfordert ein Ausschreibungswettbewerb komplexe Vertragsregelungen, um strategisches Verhalten der Beteiligten auszuschließen; so wird jede Nachverhandlung über Preise, Leistungen etc. die erwünschten Effekte des Wettbewerbsmodells schmälern.

Vergleichender Wettbewerb

Wie beim Ausschreibungswettbewerb bleiben beim vergleichenden Wettbewerb die gesetzlich geschützten Versorgungsgebiete der Unternehmen erhalten. Das wettbewerbliche Element bezieht sich hier nicht auf die Wahl des Infrastrukturanbieters, sondern auf dessen Leistungen. Beim Modell des „yardstick competition“ führt eine Regulierungsbehörde Vergleiche der Leistungen der Unternehmen untereinander durch, um auf der Basis dieser Unternehmensvergleiche anschließend Preisobergrenzen festzusetzen. Indem Preisvorgaben auf Ergebnissen eines Benchmarking mit mehreren, ähnlich strukturierten Unternehmen basieren, werden bessere Anreize zu einer kosteneffizienten Produktion gesetzt als bei traditionellen Regulierungsverfahren. Der Vorteil von „yardstick competition“ ist es, dass die Abhängigkeit der Preise des regulierten Unternehmens von dessen selbst gewähltem Kosten- oder Investitionsniveau überwunden und die behördliche Informationsgewinnung erleichtert wird. Schwierig bleibt indes, vom regulierten Unternehmen beeinflussbare Kostenfaktoren von externen Einflüssen zu trennen.

Unternehmensvergleiche quasi als Wettbewerbssurrogat finden zunehmend in der Wasserwirtschaft Anwendung. Einerseits sind in dieser Branche aufgrund der Vielzahl der aktiven Unternehmen die Voraussetzungen für dieses Instrument günstig, andererseits ist aufgrund der Spezifika des Wassersektors hier auch der politische Widerstand gegen weiter reichende Reformansätze besonders groß.

5 Ergebnisse der Privatisierung und Liberalisierung

Nach nunmehr fast zwei Jahrzehnten Erfahrungen mit der Privatisierung und Liberalisierung von Netzindustrien steigt auch die Zahl der Untersuchungen, die sich mit den Auswirkungen dieser Reformprozesse auseinandersetzen. Die Ergebnisse sind dabei keineswegs eindeutig, vor dem Hintergrund des umfangreichen Zielkatalogs wäre es jedoch mehr als überraschend, wenn in allen Privatisierungsfällen gleichermaßen hohe Effizienzgewinne erreicht und nachgewiesen worden wären (Steiner 2000, Pollitt 1997). Als entscheidende Vorausset-

zung für die erfolgreiche Umsetzung von Privatisierungs- und Liberalisierungsprogrammen erweist sich jedoch immer mehr Art und Umfang der staatlichen Regulierung.

Die Ergebnisse der Reformprozesse sind jedoch auch vor dem Hintergrund nicht unerheblicher methodischer Probleme zu bewerten. Die vorliegenden Impact-Studien unterscheiden sich sowohl im Hinblick auf die erfassten Sektoren, den Zeitpunkt, die Methoden (Case studies, Querschnittsanalysen, Zeitreihenanalysen etc.) und die Wirkungsfelder (Produktmarkt, Arbeitsmarkt, Ökologie).¹⁵ Vor dem Hintergrund der Privatisierungsgeschichte nicht überraschend ist der eindeutige Fokus der Evaluationen auf den angelsächsischen Raum. Als die methodisch größte Herausforderung erweist sich dabei die Isolierung der Auswirkungen der Marktreformen von denen anderer ökonomischer, rechtlicher und technischer Einflussfaktoren.¹⁶ Letztendlich setzt jede Bewertung zudem eine vorsichtige Abschätzung darüber voraus, wie sich der Sektor ohne diese grundlegenden Reformen entwickelt hätte.¹⁷

Trotz grundsätzlicher methodischer Einwände und unter Inkaufnahme einer notwendigen starken Vereinfachung lassen sich Effekte der Privatisierung und Liberalisierung wie folgt zusammen:

- Zahlreiche Studien verweisen auf realisierte Effizienzgewinne, die Kostensenkungspotenziale fallen je nach Sektor, Land, aber auch institutionellen Rahmenbedingungen sehr unterschiedlich aus. Weitgehende Einigkeit besteht jedoch dahin gehend, dass allein die Überführung der ehemals öffentlichen Unternehmen in den privaten Sektor nicht ausreichend ist, erst über die Marktöffnung werden entsprechende Effizianzanreize gesetzt.
- Entscheidende Veränderungen zeigen sich in der Marktstruktur: Die Zahl der Unternehmen steigt, die Märkte sind internationaler geworden, Fusionen, Übernahmen, neue Geschäftsmodelle und die Herausbildung von Multi Utilities prägen das Bild der Sektoren nach der Marktöffnung. Am Beispiel der Energiewirtschaft oder auch der Nahverkehrsmärkte wird aber auch deutlich, dass die Strukturen sich auch rückentwickeln können. Nach der ersten Aufbruchphase im Anschluss an die Marktöffnung mit zahlreichen Newcomern und hoher Wettbewerbsintensität entwickeln sich die Märkte nach einer Marktberreinigung wieder zurück in Richtung auf oligopolistische Marktstrukturen. Die Wettbewerbsintensität geht deutlich zurück, mit entsprechenden Konsequenzen für die Konsumenten.

¹⁵ Es gibt in der Zwischenzeit zahlreiche Studien, die sich mit den gesamtwirtschaftlichen Effekten einer Deregulierungspolitik auf den Produktmärkten befassen. Privatisierung und Liberalisierung der Netzindustrien sind dabei nur Maßnahmen unter mehreren Ansätzen; siehe Gjerem 2004, Griffith; Harrison 2003, Nicolletti; Scarpeta 2003, OECD Economics Department 2005, European Commission 2005, Denis et. al 2005; Conway et. al. 2005.

¹⁶ Vor allem der Nachweis effizienzsteigernder Effekte durch die Privatisierung ist nur schwer zu führen, wenn andere Faktoren mitberücksichtigt werden; somit kann Stelzer (2000: 3) durchaus zugestimmt werden: „measuring productivity remains more art than science“.

¹⁷ So wird die Privatisierung der englischen Wasserwirtschaft oft mit dem Hinweis kritisiert, sie habe drastische Preisanstiege zur Folge gehabt. Diese Beobachtung ist einerseits richtig, aber zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und um die verschärften europäischen Qualitätsstandards einhalten zu können, waren hohe Investitionen erforderlich; auch bei einem Verbleib der Unternehmen im öffentlichen Besitz wären Preiserhöhungen zur Finanzierung der Investitionen notwendig gewesen. Die Vermutung ist dabei nicht ganz unberechtigt, dass diese Preissteigerungen sicherlich nicht niedriger ausgefallen wären!

- Aus deren Sicht ist in erster Linie der Preis des Produkts das entscheidende Kriterium. Die Preisentwicklung in den Sektoren nach der Marktöffnung verlief dabei sehr unterschiedlich, wobei der Einfluss der Organisationsreformen oft nur schwer identifizierbar ist. Der Preisverfall im Telekommunikationssektor ist in erster Linie auf den technischen Fortschritt zurückzuführen und nur zum Teil auf die Privatisierung der bisherigen staatlichen Anbieter. In der Energiewirtschaft spielen allgemeine politische Vorgaben und die Entwicklung auf den Rohstoffmärkten entscheidende Rollen und nur zum Teil die Wettbewerbsintensität. Die Liberalisierung der Märkte hat aber auch zur Folge, dass Preise zunehmend Marktpreise und nicht mehr politische Preise sind. Angebot und Nachfrage sind bestimmend und führen damit nicht quasi naturgemäß zu einer Preissenkung, sondern spiegeln Knappheiten wieder. Zudem hat die institutionelle und instrumentelle Ausgestaltung der Preisregulierung entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der Preise.
- Öffentliche Unternehmen in den Netzsektoren galten unter Monopolbedingungen gemeinhin als nicht gerade besonders innovativ. Die Liberalisierung der Märkte hat neue Anreize für Produkt- und Prozessinnovationen geschaffen. Natürlich zeigt sich auch hier nicht in allen Sektoren das gleiche Bild: Der technische Fortschritt spielt in der Telekommunikationsindustrie und auch in der Energiewirtschaft eine größere Rolle als bspw. in der Wasserwirtschaft.
- Kritiker von Privatisierung und Liberalisierung konzentrieren sich vor allem auf die potenziell negativen Auswirkungen auf Qualitäts- und Versorgungsstandards und die Versorgungssicherheit. Befürchtet wird, dass unter Wettbewerbsbedingungen, verstärktem Kostendruck und dem Vorrang von Shareholder-Values diese Standards auf der Strecke bleiben, da notwendige Investitionen nicht getätigt werden. Diese Debatte wird gerade intensiv mit Blick auf die Energie- und die Wasserwirtschaft geführt. Natürlich gibt es zahllose Negativbeispiele, wo es zu derartigen Folgen gekommen ist; grundsätzlich jedoch von einer Qualitätsverschlechterung und Einbußen bei den Versorgungsstandards auszugehen, lässt sich weder theoretisch begründen noch empirisch nachweisen. Entscheidend ist mit Blick auf die Sicherung von Qualitätsstandards aber auch hier die Frage, wie über die Regulierung Mechanismen installiert werden können, die den Unternehmen die entsprechenden Anreize geben, ausreichende Maßnahmen zur Sicherung und Weiterentwicklung der Versorgungs- und Produktqualität zu leisten.
- Die räumlichen Implikationen der Privatisierung und Liberalisierung von Netzindustrien sind bislang systematisch nur unzureichend erfasst; die Aussagen in der Literatur bleiben eher anekdotisch und beziehen sich auf einzelne Sektoren. In der Regel wird davon ausgegangen, dass es zu einer Zunahme regionaler Disparitäten kommt: Kapazitätsanpassungen und Unternehmensumstrukturierungen innerhalb der Netzindustrien wirken sich nicht selten nachteilig auf Standorte in strukturschwachen Räumen aus. Langfristig entscheidender dürften jedoch aus raumwirtschaftlicher Sicht die Auswirkungen einer Unternehmenspolitik sein, die von einer Tarifeinheit im Raum Abstand nimmt, kostenorientierte Tarife forciert und auch eine räumlich unterschiedliche Angebotspolitik betreibt. Im europäischen Kontext werden diese Aspekte gegenwärtig insbesondere in der Debatte um die „Leistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse“ thematisiert.

Insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern werden zusätzliche Aspekte virulent: soziale Implikationen etwa der Preisgestaltung und Probleme bei der Sicherung des Zugangs der Bevölkerung zu zentralen Infrastrukturdienstleistungen haben hier zu einem wachsenden Widerstand gegen die Privatisierung und vor allem das Engagement internationaler Konzerne geführt. Die Fülle der Negativbeispiele aus diesen Ländern bestimmt heute die Debatte um die Privatisierung und Liberalisierung in zentralen Infrastruktursektoren. Die simple Übertragung dieser Erfahrungen auf die deutschen Ver- und Entsorgungsmärkte ist jedoch unzulässig und erscheint auch nicht gerechtfertigt: Die Infrastrukturversorgung ist hier wie in den meisten anderen Industrieländern flächendeckend auf hohem Niveau und – dies ist weitaus entscheidender – es gibt einen Regulierungsrahmen, der trotz aller Kritik im Detail eine hinreichende Steuerung privater Unternehmen ermöglicht. „Failures in privatization of infrastructure can be explained fundamentally by two types of policy mistakes: first, poorly design of concessions – mainly in the area of distribution of risks and public guarantees, and second, inappropriate regulatory structure and/or weak enforcement by regulatory institutions.“, so die eindeutige Aussage von Shenshinski; Lopez-Cala (2003).

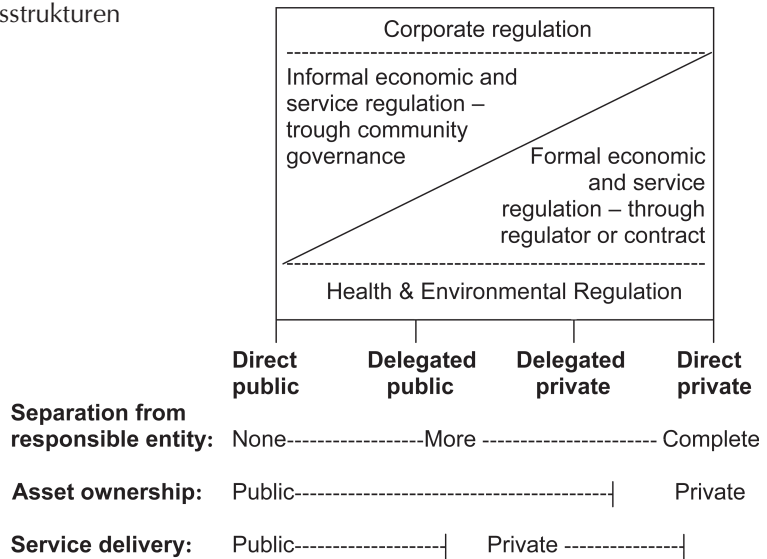
Die in der Vergangenheit oft sehr emotionsgeladene Debatte um Privatisierung und Liberalisierung hat sich daher in jüngster Zeit verstärkt auf die Frage nach den Möglichkeiten und Grenzen staatlicher Regulierung verlagert.

6 Die Regulierung der Netzindustrien: Konzepte, Instrumente und Institutionen

Wenn es ein zentrales Ergebnis der bisherigen Erfahrungen mit Privatisierung und Liberalisierung der Netzindustrien gibt, dann die Erkenntnis, dass sich der Staat keineswegs aus seiner Verantwortung für diese Leistungserstellung zurückziehen kann (Hahn 2000). Majone (1994) etwa sprach im Zusammenhang mit der britischen Privatisierungspolitik von den „paradoxes of privatisation and deregulation“: Selten sei die Rolle des Staates so intensiv thematisiert worden wie in der Nachprivatisierungsphase. Statt von Deregulierung sollte daher eher von einer Regulierungsreform gesprochen werden: Nicht die staatliche Einflussnahme auf diese Sektoren steht in Frage, sondern die Art und Weise, wie diese Steuerungs- und Kontrollaufgaben umgesetzt werden. An die Stelle der Regulierung der Netzindustrien über die Eigentumsverhältnisse tritt nun die Regulierung privater Unternehmen über verschiedene formelle oder auch informelle Verfahren. Unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und den Marktstrukturen gibt es ein bestimmtes Niveau an staatlicher Regulierung: Sowohl private als auch öffentliche Unternehmen unterliegen bspw. dem Gesellschaftsrecht und dem geltenden Steuerrecht. Gleichermaßen zielen ökologische Regulierungen sowohl auf private als auch auf öffentliche Unternehmen. Die Notwendigkeit einer sektorspezifischen ökonomischen Regulierung bleibt bestehen, was sich aber mit der Zunahme privater Lösungen und wettbewerblicher Strukturen ändert, ist die Art und Weise, wie diese Regulierung durchgesetzt wird. Die unter öffentlich-rechtlichen Monopolbedingungen vorherrschenden informellen Steuerungsmuster werden dabei zunehmend ersetzt durch formale Regulierungsprozesse und Kontraktlösungen.¹⁸

¹⁸Das Schwerpunktthema der „Annals of Public and Cooperative Economics“, vol. 76 (2005), no. 1, befasst sich ausführlicher mit dieser Thematik am Beispiel der privatisierten englischen Versorgungsindustrien.

Abb. 2: Regulierungsstrukturen



Quelle: EUROMARKET Package 2: 58

Zu Beginn der Privatisierungs- und Liberalisierungsphase ist die Regulierung – wenn überhaupt – nur sehr unzureichend thematisiert worden. Zwar war man sich darüber im Klaren, dass dieser Transformationsprozess vom Monopol- zum Wettbewerbsmarkt durch entsprechende spezifische Regulierungsmaßnahmen begleitet werden muss (Henry et al. 2001, Peltzman; Winston 2000), man sah darin jedoch eher eine temporäre Aufgabe. Nach dieser Auffassung hätte das „regulation for competition“ die Funktion des „hold the fort“ (Prosser 1994: 6), bis dann die klassische Wettbewerbspolitik die Disziplinierung der privatisierten Unternehmen übernehmen kann (Vannini 2004).

Angesichts der Komplexität der Probleme und der spezifischen Bedingungen auf den liberalisierten Märkten war diese Hoffnung jedoch verfrüht: Regulierung wird zu einer permanenten Aufgabe. Dennoch ist vor allem Umfang und Intensität der Regulierung kontinuierlich zu prüfen, zumal auch die direkten und indirekten Kosten der Regulierungssysteme durchaus beträchtlich sein können (Janssen et al. 2004, OXERA 2004).

Umfang der Regulierung

Regulierung auf liberalisierten Märkten ist auf das notwendige Maß zu begrenzen und nur dann gerechtfertigt, wenn der Wettbewerb und die Marktkräfte nicht spontan zu einem gleich guten oder besseren Ergebnis kommen; eine Überregulierung soll so vermieden werden. Knieps (1997a, 1997b) unterscheidet hier in Anlehnung an statistische Hypothesentests zwei Fehlerquellen: Fehler erster Ordnung (false positive) sind gegeben, wenn regulierend eingegriffen wird, obwohl der Wettbewerb funktioniert und es keinen Regulationsbedarf gibt, Fehler zweiter Ordnung (false negative) beschreiben eine Situation, in der die Regulierung nicht eingreift, obwohl ein Handlungsbedarf besteht. In der aktuellen Liberalisierungsdebatte werden beide Gefahren thematisiert: Auf dem Energiemarkt hat sich bisher nur ein

unzureichender Wettbewerb durchgesetzt, auch weil auf eine explizite Regulierung zentraler Aspekte verzichtet wurde. Im Gegensatz dazu wird in der Telekommunikationsbranche eher die Gefahr einer Überregulierung gesehen, da hier der bisherige Monopolanbieter auf einigen Teilmärkten in der Zwischenzeit seine marktbeherrschende Stellung eingebüßt hat. Die Rücknahme der Regulierung etwa im Sinne eines Verzichts auf die Regulierung der Endkundenpreise wird auch als „phasing-out“ sektorspezifischer Regulierung beschrieben (Knieps 1997b). Wenn ein Regulierungsbedarf nachgewiesen ist, stellt sich mit Blick auf die Ausgestaltung der Regulierung eine Reihe von zu klärenden Fragen:

Wie soll reguliert werden?

Die Öffnung bisher gesetzlich geschützter Märkte bedeutet in der Regel auch eine Zunahme der Zahl der Anbieter. Bei der Regulierung der Angebotsseite kann zwischen symmetrischer und asymmetrischer Regulierung unterschieden werden. Unter asymmetrischer Regulierung versteht man dabei die Maßnahmen, die sich nur auf den bisherigen Monopolanbieter beziehen. Um allen Marktteilnehmern gleiche Startchancen einzuräumen oder um Newcomern den Marktzutritt zu erleichtern, kann es notwendig und sinnvoll sein, das marktbeherrschende Unternehmen einer speziellen Regulierung zu unterwerfen und ihm besondere Verpflichtungen aufzuerlegen. Beispiele für asymmetrische Regulierung finden sich vor allem im Bereich der Universaldienstverpflichtungen. Die Aufgabe der Sicherung einer flächendeckenden Versorgung und die Bereitstellung einer bestimmten Grundversorgung kann z. B. allein dem ehemaligen staatlichen Anbieter übertragen werden (Knieps 2005b).

Mit welchen Instrumenten soll reguliert werden?

Die Regulierungsökonomie beschäftigt sich vor allem mit der instrumentellen Ausgestaltung der Regulierung. Grundsätzlich lassen sich die vorhandenen Ansätze in zwei Kategorien unterteilen:

- structure regulation
- conduct regulation.

Unter dem Begriff der Strukturregulierung werden dabei alle Maßnahmen erfasst, mit denen über eine Veränderung der Marktstruktur ein Wettbewerb eingeführt oder intensiviert werden kann. Es geht dabei unter anderem um den Abbau von Marktzutrittsschranken, aber auch Regelungen bezüglich der Eigentumsverhältnisse zählen dazu. Die wichtigste Rolle spielt in diesem Zusammenhang jedoch das bereits beschriebene Aufbrechen der vertikal integrierten Unternehmensstrukturen (unbundling).

Unter die Verhaltensregulierung fallen die Maßnahmen und Instrumente, mit denen das Verhalten eines marktbeherrschenden Unternehmens kontrolliert und beeinflusst werden kann. Bestimmte Investitionsauflagen zählen hier ebenso dazu wie Universaldienstverpflichtungen. Kern der Verhaltensregulierung ist jedoch in allen Netzindustrien die Preisregulierung. Ziel ist es dabei, die Preissetzungsmacht des marktbeherrschenden Unternehmens auf dem Markt für Endkunden und für Netzzugangsleistungen einzuschränken und zu verhindern, dass die marktbeherrschende Stellung missbräuchlich ausgenutzt wird. Die Preise des Incumbent können etwa im Sinne einer ex-ante-Regulierung im Vorfeld von einer Regulie-

rungsbehörde festgelegt werden; die Regulierung – und in diesem Fall die Wettbewerbsbehörde – könnte sich aber auch darauf beschränken, das Preissetzungsverhalten des marktbeherrschenden Unternehmens im Sinne einer ex-post-Regulierung einer Missbrauchsaufsicht zu unterwerfen. Für beide Ansätze können jeweils Vor- und Nachteile ins Feld geführt werden, im Vormarsch sind jedoch Ansätze einer ex-ante-Preisregulierung.

Die Preisregulierung im Bereich der Netzindustrien ist keine einfache Aufgabe, wenn den Interessen aller Akteure, nämlich der Produzenten, der Konsumenten und des Staates gleichermaßen Rechnung getragen werden soll (CER 2004, Burns; Riechmann 2004, Vickerman 2004, Vasconcelos 2004). Aus der Sicht der Verbraucher sind überhöhte Preise zu vermeiden und in die Preisgestaltung sollten zudem noch soziale Aspekte mit eingehen; die Preise müssen andererseits so gestaltet sein, dass sie dem Unternehmen eine Kostendeckung ermöglichen, Anreize für Effizienzsteigerungen und Investitionen in die Netzinfrastruktur bieten, gleichzeitig aber auch so bemessen sein, dass Newcomer auf dem Markt eine Chance behalten. Zusätzliche Anforderungen an die Preispolitik können sich aus der Sicht des Umwelt- und Ressourcenschutzes ergeben, wenn in den Preisen für die Infrastrukturdienstleistungen noch Knappheiten zum Ausdruck gebracht werden sollen.

Im Rahmen der ex-ante-Regulierung sind zahlreiche Preiskonzepte entwickelt worden. Kostenorientierte Ansätze (cost plus, rate of return), wie sie vor allem in der amerikanischen Regulierungspraxis entwickelt wurden, haben den Nachteil, dass sie den Unternehmen kaum Anreize für Effizienzsteigerungen boten und unter bestimmten Bedingungen sogar gezielte Anreize für ineffizientes Handeln setzten (Averch-Johnson-Effekt). In den letzten Jahren haben sich daher neue Preisregulierungskonzepte durchgesetzt. Im Vordergrund dieser anreizorientierten Ansätze steht dabei die price-cap-Regulierung: sie wurde im Zusammenhang mit den Privatisierungsprogrammen in England und Wales entwickelt und kam dort in der Regulierung der Energie-, Telekommunikations- und Wasserwirtschaft erstmals zur Anwendung. In Deutschland wurde diese Variante erstmals in der Regulierung der Telekommunikationsbranche umgesetzt.

Nach der price-cap-Regulierung wird den Unternehmen von der Regulierungsbehörde für eine bestimmte Laufzeit eine Preisobergrenze vorgegeben, und zwar nach der Formel $RPI \pm x$, wobei RPI die Inflationsrate bezeichnet und x eine unternehmensspezifische Größe, in die sehr unterschiedliche Faktoren eingehen: Investitionsbedarf, Kapitalkosten, Umweltauflagen, aber in erster Linie Annahmen über die während der Laufzeit zu erwarteten Effizienzpotenziale.¹⁹ Je nach den spezifischen Bedingungen in den jeweiligen Sektoren kann der x -Wert also positiv oder negativ sein. In England und Wales wurde den privatisierten Unternehmen in den ersten Jahren die Möglichkeit gegeben, ihre Preise real zu erhöhen, um

¹⁹ Die price caps gelten jeweils für einen Warenkorb, die Unternehmen haben somit die Möglichkeit, auch innerhalb des vorgegebenen Rahmens die Tarife neu zu strukturieren. Unter regional- und sozialpolitischen Gesichtspunkten ist diese Option dann von Interesse, wenn die Unternehmen stärker kostenorientierte Preise durchsetzen, eine regional einheitliche Tarifpolitik aufgeben und es über eine stärker differenzierte Preispolitik zu einer Benachteiligung bestimmter Verbrauchergruppen kommt. Zumindest die Untersuchungen für die privatisierten Infrastruktursektoren in England konnten diese Unternehmensstrategien bisher nicht bestätigen; siehe Waddams Price 2005, Giulietti; Waddams Price 2005.

notwendige Investitionen finanzieren zu können. In der Zwischenzeit sind für alle Sektoren Preissenkungen verordnet worden, da die Regulierungsbehörden weitere ungenutzte Effizienzpotenziale vermuten.

Der Vorteil dieser Regulierungsvariante besteht darin, dass die Unternehmen kontinuierlich Anreize zur Kostensenkung haben, da jede Reduzierung bei vorgegebenen Preisobergrenzen den Gewinn erhöht. Nach Ende der Laufzeit setzt die Regulierungsbehörde auf der Basis der dann ermittelten Kostenstrukturen eine neue Preisformel fest, über die dann ein Teil der angesammelten Effizienzgewinne über sinkende Preise an die Konsumenten zurückgegeben werden kann. Das entscheidende Problem bei dieser Form der Regulierung ist die Bestimmung der Effizienzpotenziale und deren Transformation in die Preisformel. Immer häufiger greifen in diesem Zusammenhang die Regulierungsbehörden auf die Ergebnisse des Benchmarking zurück. Bei dieser Form des Yardstick Competition orientieren sich die unternehmensspezifischen price caps an den Kostenstrukturen des „best of class“ (Shew 2000, Clausen; Scheele 2002, Canoy et al. 2000).

Wer reguliert? (Institutionelle Aspekte)

Sowohl in der ökonomischen Literatur als auch in der politischen Praxis wird intensiv die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung und die Abgrenzung der Regulierungs- von der Wettbewerbspolitik diskutiert (Jacobs 2000, Duijm 2002, Coen et al. 2002; Ogas 2002), in Deutschland zuletzt im Zusammenhang mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz. Grundsätzlich besteht natürlich die Möglichkeit, dass der Staat über ein Ministerium unmittelbar selbst die Regulierung der liberalisierten Märkte übernimmt. Die Gefahr einer Politisierung der Entscheidungen wird jedoch in der Regel als so groß eingeschätzt, dass fast alle Staaten von einer solchen Lösung Abstand genommen und die Regulierungsaufgaben auf Institutionen außerhalb der staatlichen Administration verlagert haben. In dem Fall gibt es verschiedene Organisationsmodelle, die sich danach unterscheiden, ob eine solche Regulierungsinstitution nur für einen Sektor zuständig oder sektorübergreifend organisiert ist und wie die Kompetenzen einer solchen Behörde definiert sind. Eine Behörde kann sowohl für allgemeine Wettbewerbs- als auch die Regulierungsfragen zuständig sein, denkbar ist aber auch eine Struktur, in der jeweils spezifische Behörden für die beiden Politikbereiche zuständig sind.²⁰

Es lassen sich somit mehrere „reine“ Organisationsmodelle unterscheiden, in der Regulierungspraxis überwiegen jedoch drei Konzepte:

- *Traditionelles Modell:* Eine Regulierungsbehörde ist nur für einen Sektor zuständig, die wettbewerbspolitischen Aufgaben obliegen einer Kartellbehörde. Dieses Modell kann sich dann als sinnvoll erweisen, wenn es bereits vor der Liberalisierung eine Institution gab, die mit technischen Regulierungsaufgaben betraut war.

²⁰ In einigen Branchen, die sich durch ein hohes Maß an Internationalisierung auszeichnen, stellt sich zudem die Frage nach der Verteilung der Regulierungskapazitäten zwischen nationaler und supranationaler Ebene.

- *Sektor-Modell*: Eine Regulierungsbehörde ist für alle regulierungs- und wettbewerbspolitischen Aufgaben in einem Sektor zuständig.
- *Wettbewerbsbehördenmodell*: Die Kartellbehörde übernimmt neben der Durchsetzung der allgemeinen Wettbewerbspolitik auch die regulierungspolitischen Aufgaben; noch bestehende spezifische Regulierungsbehörden sind dann nur mehr für die technische Regulierung zuständig.

Eine optimale Aufgabenzuweisung müsste daran gemessen werden, wie diese unterschiedlichen Modelle zur Erreichung von Regulierungs- und Wettbewerbszielen beitragen. Duijm (2002) analysiert die Modelle anhand einiger konkreter Zielvorgaben:

- primäre Ausrichtung der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik auf das Ziel der Wettbewerbssicherung
- Konsistenz von Regulierungs- und Wettbewerbspolitik in einem Sektor
- sektorübergreifende Konsistenz von Regulierungs- und Wettbewerbspolitik; Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden
- Konstanz und Vorhersehbarkeit der Regulierungsentscheidungen; einheitliche Auslegung der Wettbewerbsbegriffe
- Schnelligkeit und Problemorientierung bei der Entscheidungsfindung.

Die theoretische Analyse ergibt dabei kein dominantes Modell, empirische Vergleiche sind zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur bedingt möglich. In der Praxis durchzusetzen scheinen sich aber sektorübergreifende Modelle, bei denen eine spezielle Behörde für mehrere liberalisierte Märkte zuständig ist. Dies kann sich als sinnvoll erweisen, da zahlreiche Aufgaben einer Regulierungsbehörde doch sektorunspezifisch sind, andererseits wird damit aber auch dem Umstand Rechnung getragen, dass viele Unternehmen auf mehreren Infrastrukturmärkten aktiv sind und damit bei einem Sektorenmodell in den Zuständigkeitsbereich verschiedener Regulierungsregime fallen würden.

Es verbleibt als letzte grundsätzliche Option auch die Selbstregulierung. In einem solchen Fall wird die Regulierung nicht von einer außerhalb des Marktes stehenden Institution, sondern von den Marktakteuren selbst vorgenommen. Für eine solche Lösung können Kostengründe ebenso ins Feld geführt werden wie auch das Argument einer Umgehung des Problems der Informationsasymmetrie zwischen der Regulierungsbehörde und den regulierten Akteuren. Dagegen sprechen andererseits gewichtige Argumente, insbesondere der Verweis darauf, dass sich die Regulierung nicht zwangsläufig auf übergeordnete öffentliche Interessen beziehen wird, sondern dass privatwirtschaftliche Interessen der Marktakteure im Vordergrund stehen dürften. Die Erfahrungen mit der Verbändevereinbarung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft waren nicht dazu angetan, diese Zweifel zu zerstreuen. Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz wird von diesem Modell Abschied genommen und die wichtige Aufgabe der Regulierung der Netzzugangsbedingungen einer neu geschaffenen Bundesnetzagentur übertragen.

7 Schlussbemerkungen

Die Probleme des Prozesses der Transformation eines Monoporsektors in einen Wettbewerbsmarkt haben sich in aller Deutlichkeit in der deutschen Elektrizitätswirtschaft gezeigt. Deutschland hatte im Vergleich zu vielen anderen Staaten bei der Umsetzung der europäischen Energierichtlinien von Beginn an eine vollständige Marktöffnung favorisiert und damit große Hoffnungen auf die Herausbildung einer wettbewerbsfähigen Energiewirtschaft gesetzt. Diese hohen Erwartungen konnten nicht erfüllt werden, die Zahl der Studien, die sich kritisch mit der Entwicklung auseinandergesetzt haben, ist lang.

Vor allem die Monopolkommission hat sich mehrfach mit dem Elektrizitätsmarkt auseinandergesetzt und beklagt etwa im letzten Hauptgutachten die marktstrukturellen Fehlentwicklungen und die wenig wettbewerbskonforme Ausgestaltung des Elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens (Monopolkommission 2004). Neben den unzulänglichen Netzzugangsregelungen und den daraus resultierenden hohen Netzpreisen kritisiert die Kommission insbesondere die nach der Liberalisierung begonnenen Konzentrationsprozesse in der Branche. Auf die vier großen Verbundunternehmen entfallen allein 80 % der inländischen Erzeugungskapazitäten, durch ihre zahlreichen Beteiligungen an Stadtwerken und regionalen Weiterverteilern sichern sie ihren Absatz, schotten die Strommärkte gegen den Marktzutritt von Newcomern ab und tragen mit dazu bei, dass Stadtwerke auf dem Großhandelsmarkt als unabhängige Nachfrager weitgehend ausfallen. Auch die Erwartungen, die man in den Zutritt neuer Marktakteure gesetzt hatte, erfüllten sich weitgehend nicht. Stromhändler konnten sich mit ihren Geschäftsmodellen nicht durchsetzen, die Rolle ausländischer Stromanbieter ist begrenzt, da gegenwärtig keine ausreichenden Kapazitäten für einen grenzüberschreitenden Stromtransport zur Verfügung stehen. Auf der Erzeugerseite sind allenfalls kleinere Erzeuger dazu gekommen, die dezentrale Erzeugungsanlagen betreiben. Insgesamt zu beobachten ist auch angesichts knapper werdender Erzeugungskapazitäten eine deutliche Abnahme der Wettbewerbsintensität und ein Zunahme abgestimmten Verhaltens (Monopolkommission 2004, Hille,; Pfaffenberger 2004).

Vor diesem Hintergrund ist die nun aktuell erfolgte Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes zu sehen, mit der entsprechende europäische Direktiven umgesetzt wurden.²¹ Das Gesetz – mit über 100 Paragraphen vom Umfang her das Fünffache des alten EnWG – enthält nun zahlreiche Mittel, mit denen die neu geschaffene Regulierungsbehörde Vorschriften insbesondere gegenüber marktbeherrschenden Unternehmen durchsetzen kann. Das Gesetz enthält verschärfte Vorschriften für das Unbundling, neue Regelungen der Aufgaben der Netzbetreiber sowie erstmals Vorgaben für eine sektorspezifische ex-ante-Regulierung der Zugangstarife, wobei hier jedoch nicht die Höhe der Tarife geregelt wird, sondern nur die Methode ihrer Ermittlung.

²¹ Zu einem Überblick über die europäischen Positionen siehe: European Commission 2004; Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), vom 13.07.2005; <http://www.bmwa.bund.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/liberalisierung.html>.

Abzuwarten bleibt, ob dieser neue Ordnungsrahmen mit dazu beitragen kann, die Elektrizitätswirtschaft auf die neuen Herausforderungen einzustellen: Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit – Umweltverträglichkeit.²²

Angesichts der sich verändernden Entwicklung auf den nationalen und internationalen Energiemärkten (Ölpreisentwicklung, Umweltproblematik, Versorgungssicherheit, Investitionsbedarf, steigende Importabhängigkeit etc.) wird interessanterweise bereits von einem erneuten Paradigmenwechsel gesprochen (Helm 2005). Privatisierung und Liberalisierung waren danach im Wesentlichen eine Reaktion auf die Defizite der stark planerischen Ansätze der Nachkriegsphase. Die Politik der Privatisierung und Marktöffnung erfolgt in einer Phase hoher Versorgungssicherheit und hoher Überkapazitäten. In dieser Phase gibt es kaum Anlass, sich um die Sicherheit der Energieversorgung zu sorgen, der Schwerpunkt lag daher auf der Senkung der Betriebskosten. Wettbewerb zwischen den Anbietern zur Realisierung dieser Effizienzpotenziale und der Versorgungssicherheit sind in dieser Phase stabiler Rahmenbedingungen kein Widerspruch. Nach Helm wirft jedoch die Kombination aus neuen Rahmenbedingungen und veränderten Zielsetzungen (Versorgungssicherheit, Anreize für Kapazitätssicherung, Klimaschutz) die Frage auf, ob Privatisierung und Liberalisierung die adäquaten Antworten geben können. Wie ein neues Paradigma aussehen könnte, bleibt noch unklar. Unstrittig scheint dabei auf jeden Fall die Forderung nach mehr Klarheit und Stringenz und Verlässlichkeit in der staatlichen Politik, um damit im höheren Maße als bisher der Langfristigkeit der Infrastruktursysteme Rechnung zu tragen.

Eine denkbare Antwort auf die sich verändernden Rahmenbedingungen zeigt sich auch bereits in der englischen Wasserwirtschaft. Die Regulierung hat den Unternehmen in der Zwischenzeit so strikte Preis- und Investitionsvorgaben gemacht, dass der Wassersektor für die privaten Unternehmen unter Renditegesichtspunkten uninteressant wird. Es liegen Pläne für eine grundlegende Neustrukturierung der Branche vor, die vor allem auf eine Renationalisierung der assets hinauslaufen.

²² Zu den sich zukünftig ändernden Rahmenbedingungen für die deutsche Energiewirtschaft siehe Pfaffenberger; Hille 2004, Kemfert 2004.

Literatur

- Andrews, K.; Swanson, J. (1995): Does Public Infrastructure Affect Regional Performance? In: *Growth and Change* 26 (no. 2): pp. 204-216.
- Aschauer, D. A. (1990): Why Is Infrastructure Important? In: Munnell, A. H. (Ed.): *Is there a Shortfall in Public Capital Investment?* Federal Reserve Bank of Boston, pp. 21-50.
- Auer, J. (2004): Infrastruktur als Basis für eine nachhaltige Entwicklung von Regionen. Deutsche Bank Research, Aktuelle Themen Nr. 296, Frankfurt/M.
- Blokland, D. A.; Van Zijp, R. (2002): Afgewogen reguleren: regulering van netwerksectoren. In: *RegelMaat Afl. 1*, S. 20-29.
- Böge, U. (2004): Der neue Energierechtsrahmen – Fortschritt, Rückschritt oder Stagnation? 11. Handelsblatt-Jahrestagung Energiewirtschaft 2004, Berlin.
- Bundeskartellamt (2002): Marktöffnung und Gewährleistung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Diskussionspapier für die Sitzung des Arbeitskreises Kartellrecht, Bonn, Oktober.
- Burns, Ph.; Riechmann, Ch. (2004): Regulatory instruments and investment behaviour. In: *Utilities Policy* vol. 12, no. 4, pp. 211-219.
- Canoy, M.; Hindriks, F. A.; Vollaard, B. A. (2000): Yardstick Competition – Theory, Design, and Practice, Working Paper 133, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, The Hague.
- CER (2004): Electricity Tariff Structure Review: Alternative Tariff Structures A Consultation Paper; CER/04/239; July.
- Clausen, H.; Scheele, U. (2002): Benchmarking in der Wasserwirtschaft – Internationale Erfahrungen mit vergleichendem Wettbewerb in der Wasserwirtschaft, Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen (ZögU), Beiheft 29.
- Coen, D.; Heritier, A. et al. (2002): *Regulating the Utilities: Business and Regulator Perspectives in the UK and Germany.* Anglo-German Foundation for the Study of Industrial Society/Deutsch-Britische Stiftung für das Studium der Industriegesellschaft. London.
- Conrad, K.; Seitz, H. (1992): *The Economic Benefits of Public Infrastructure.* University of Mannheim.
- Conway, P.; Janod, V.; Nicoletti, G. (2005): Product market regulation in OECD countries 1998 to 2003. OECD Economics Department Working Papers No. 419; ECO/WKP (2005) 6, Paris.
- CPB (2004): Better safe than sorry? Reliability policy in network industries. CPB Document no. 73, December, The Hague.
- Cragg, M. I.; Dyck, I. J. A. (2003): Privatization and Management Incentives: Evidence from the United Kingdom. In: *The Journal of Law, Economics & Organization*, vol. 19, no. 1, pp. 176-217.
- Denis, C., McMorro, K.; Röger, W.; Veugelers, R. (2005): The Lisbon Strategy and the EU's structural productivity problem. N° 221 February; EUROPEAN ECONOMY; Economic Papers.
- Duijm, B. (2002): Wettbewerbssicherung nach Privatisierung und Deregulierung: Aufgaben allgemeiner Wettbewerbs- oder sektoraler Regulierungsbehörden? In: Berg, H. (Hrsg.): *Deregulierung und Privatisierung: Gewolltes – Erreichtes – Versäumtes*, Berlin.
- Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC) (2003): *Handbook for Estimating the Socio-economic and Environmental Effects of Disasters.* The World Bank.
- Elnaboulsi, J. C. (2001): Organization, Management and Delegation in the French Water Industry. In: *Annals of Public and Cooperative Economics* 72, no. 4, 507-547.
- Europäischer Rat (2000): Schlussfolgerungen des Vorsitzes. Europäischer Rat (Lissabon) 23. und 24. März 2000.
- European Commission – Directorate General for Energy and Transport (2004): *Towards a competitive and regulated European electricity and gas market*, MEMO, Brüssel.
- European Commission (1999): *Liberalisation of Network Industries*, European Economy No. 4, Luxembourg.

- European Commission (2004): SMEs and the liberalisation of Network Industries: telecommunications and electricity markets. Observatory of European SMEs 2003, no. 3. Luxembourg.
- European Commission – Directorate General for Economic and Financial Affairs (2005): The economic costs of non – Lisbon. A survey of the literature on the economic impact of Lisbon – type reforms. European Economy, Occasional Paper No. 16, Brüssel.
- Freeman, P.; Warner, K. (2001): Vulnerability of Infrastructure to Climate Variability: How Does This Affect Infrastructure Lending Policies? Report Commissioned by the Disaster Management Facility of The World Bank and the ProVenton Consortium, Washington D. C., October.
- German-French Council of Economic Advisers (2004): Regaining the Reform Initiative – A German-French Proposal of Economic Policy in Europe. Joint Statement, Berlin/Paris October.
- Gheorghe, A.; Mili, L. (2004): Editorial: In risk management, integrating the social, economic and technical aspects of cascading failures across interdependent critical infrastructures. In: International Journal of Critical Infrastructures, vol. 1, no. 1, pp. 1-8.
- Gil Canaleta, C.; Pascual Arzo, P. et al. (2002): Structural Change, Infrastructure and Convergence in the Regions of the European Union. In: European Urban and Regional Studies (No. 2), pp. 115-135.
- Giulietti, M.; Waddams Price, C. (2005): Incentive Regulation and Efficient Pricing: Annals of Public and Corporative Economics, vol. 76, no. 1, pp. 121-149.
- Gjerem, C. (2004): Policies bearing on product market competition and growth in Europe, OECD Economic Department Working Papers No. 378, Paris, January.
- Green, R. (2005): Electricity and Markets, in: Oxford Review of Economic Policy, vol. 21, no. 1, pp. 67-87.
- Griffith, R.; Harisson, R. (2003): The link between product market reform and macro-economic performance, Centre for Economic Policy Research/Institute for Fiscal Studies, December.
- Hahn, R. W. (2000): Reviving Regulatory Reform: A Global Perspective. AEI-Brookings Joint Centre for Regulatory Studies, Washington D. C.
- Helm, D. (2005): The Assessment: The New Energy Paradigm. In: Oxford Review of Economic Policy, vol. 21, no. 1, pp. 1-18.
- Henry, C.; Matheu, M. et al. (Eds.) (2001): Regulation of Network Utilities: The European Experience. Oxford.
- Hochrangige Sachverständigengruppe unter Vorsitz von Wim Kok (2004): Die Herausforderung annehmen. Die Lissabon-Strategie für Wachstum und Beschäftigung, Luxemburg, November.
- Horn, N. (2003): Regulierung und Wettbewerb am Beispiel des Strommarktes, in: RdE Recht der Energiewirtschaft, H. 4-5, S. 85-90.
- Jacobs, S. H. (2000): Regulatory Governance: Improving the institutional basis for sectoral regulation. OECD Programme on Regulatory Reform, Paris.
- Jamasb, T.; Pollitt, M. (2005): Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress towards Liberalisation and Integration, The Cambridge-MIT Institute, Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research; CMI Working Paper 66; Cambridge.
- Janssen, M. C. W.; Dijkgraaf, E.; Maasland, E. (2004): Literatuurstudie naar de kosten und baten van markttoezichthouders. Hoofdrapport in opdracht van Ministerie van Economische Zaken, Erasmus Competition & Regulation Institute, Rotterdam.
- Jochimsen, R. (1966): Theorie der Infrastruktur. Grundlagen der marktwirtschaftlichen Entwicklung, Tübingen.
- Joskow, P. L. (2003): Vertical Integration; December 2, (Revised), erscheint in: Handbook of New Institutional Economics, Kluwer.
- Joskow, P. L. (2005): Regulation of Natural Monopolies, MIT. Erscheint in: Polinsky, A. M., S. Shavell, (eds.) Handbook of Law and Economics, Elsevier, B. V.

- Kay, J. (1993): Efficiency and Private Capital in the Provision of Infrastructure. In: OECD (ed.), *Infrastructure Policies for the 1990s*, Paris.
- Kemfert, C. (2004): Der Strommarkt in Europa: Zwischen Liberalisierung und Klimaschutz: Zukunftschancen für die deutsche Energiewirtschaft. In: *DIW-Wochenbericht* Nr. 31, S. 443-452.
- Kessides, I. (2004): *Reforming Infrastructure: Privatization regulation and Competition*, World Bank & Oxford University Press, Washington D. C.
- Kikeri, A.; Nellis, J. (2004): An Assessment of Privatization. In: *The World Bank Research Observer*, vol. 9, no. 1.
- Klostermann, J. E. M. (2003): *The Social Construction of Sustainability in Dutch Water Companies*, Diss. Erasmus Universiteit Rotterdam, December.
- Knieps, G. (1997a): Ansätze für eine ‚schlanke‘ Regulierungsbehörde für Post und Telekommunikation in Deutschland. *ORDO* Bd. 48, S. 253-268.
- Knieps, G. (1997b): Phasing out Sector-Specific Regulation in Competitive Telecommunications. In: *Kyklos*, vol. 50 (fasc. 3), pp. 325-339.
- Knieps, G. (2001): *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie*, Heidelberg.
- Knieps, G. (2004a): Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht. In: Verbraucherzentrale Bundesverband (Hrsg.): *Verbraucherschutz in netzgebundenen Märkten: Wie viel Staat braucht der Markt? Dokumentation der Tagung vom 18. November 2003*, Berlin, S. 11-26.
- Knieps, G. (2004b): *Privatisation of Network Industries in Germany: A Diaggregated Approach*, Universität Freiburg, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Discussion Paper No. 100 – May.
- Knieps, G. (2004c): Von der Theorie angreifbarer Märkte zur Theorie monopolistischer Bottlenecks. Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Diskussionsbeitrag Nr. 103, Freiburg i. Brsg. November.
- Knieps, G. (2005a): Aktuelle Vorschläge zur Preisregulierung natürlicher Monopole. Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Diskussionsbeitrag Nr. 105 – Februar 2005 – Revidierte Fassung, April.
- Knieps, G. (2005b): Versorgungssicherheit und Universaldienste in Netzen: Wettbewerb mit Nebenbedingungen? Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik Diskussionsbeitrag Nr. 107 – Februar.
- Koenig, Ch.; Kühling, J.; Rasbach, W. (2003): Das energierechtliche Unbundling-Regime. In: *RdE Recht der Energiewirtschaft*, H. 9, S. 221-230.
- Koski, H.; Kretschmer, T. (2004): Survey on Competing in Network Industries: Firm Strategies, Market Outcomes, and Policy Implications. In: *Journal of Industry, Competition and Trade*, Bank Papers, pp. 5-31.
- Kuks, S. (2001): The privatisation debate on water services in the Netherlands. An examination of the public duty of the Dutch water sector and the implications of market forces and water chain cooperation. In: Holzwarth, F.; Kraemer, R. A. (Hrsg.): *Umweltaspekte einer Privatisierung der Wasserwirtschaft in Deutschland. Dokumentation der Internationalen Fachtagung, November 20-21, Berlin*, S. 81-112.
- Lau, S. H. P.; Sin, C. Y. (1997): Public infrastructure and economic growth: Time-series properties and evidence. In: *Economic Record* 73 (no. 221), pp. 125-135.
- Majone, G. (1994): Paradoxes of privatization and deregulation. In: *Journal of European Public Policy*, vol. 1, no. 1, pp. 5-69.
- Megginson, W. L.; Netter, J. M. (2001): From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization. In: *Journal of Economic Literature*, vol. 39, no. 2, pp. 321-389.
- Monopolkommission (2004): *Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions“*. Fünfzehntes Hauptgutachten des Monopolkommission 2002/2003, Berlin.
- Newbery, D. M. (2004): *Privatising Network Industries*, CESifo Working Paper no. 1132. Presented at CESifo Conference on Privatisation Experiences in the EU, November 2003, München, February.
- Newbery, D. M. (2002): European deregulation: Problems of liberalising the electricity industry. In: *European Economic Review*, vol. 46, pp. 1-10.

- Nicoletti, G.; Scarpetta, S. (2003): Regulation, productivity and growth: OECD evidence. In: *Economic Policy*, April, pp. 10-72.
- OECD (2001): *Restructuring Public Utilities for Competition*, Paris.
- OECD (2003): *Privatising State – owned enterprises. An Overview of Policies and Practices in OECD Countries*, Paris.
- OECD Committee on Competition Law and Policy (2001): *Structural Separation in Regulated Industries. Report by the Secretariat, DAFFE/CLP (2001) 11*, Paris.
- OECD Council (2001): *Draft Council Recommendation Concerning Structural Separation in Regulated Industries, C (2001) 78*. Paris, April.
- OECD Economics Department (2005): *The Benefits Of Liberalising Product Markets And Reducing Barriers To International Trade and Investment: The Case of The United States and the European Union ECO/WKP (2005) 19*, Paris May.
- Ogus, A. (2002): *Regulatory Institutions and Structures*. In: *Annals of Public and Cooperative Economics*, vol. 73, no. 4, pp. 627-648.
- OXERA (2004): *Oxford Economic Research Associates, Costs and benefits of market regulators. Part I + II. Ministry of Economic Affairs Netherlands, Oxford, October*.
- Parmesano, H. (2003): *Making every electricity consumer a market participant (Putting demand back into the equation)*. In: *The Electricity Journal*, April, pp. 72-78.
- Peltzman, S.; Winston, C. (Eds.) (2000): *Deregulation of Network Industries. What's Next? AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, Washington, D. C.*
- Pfaffenberger, W.; Hille, M. (2004): *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Gutachten im Auftrag des VDEW u. a., Bremer Energie Institut, Bremen*.
- Pollitt, M. G. (1997): *The Impact of Liberalization on the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Perspective*. In: *The Journal of Energy Literature*, vol. 3, pp. 3-31.
- Prosser, T. (1994): *Privatisation, Regulation and Public Services*. In: *Juridical Review*, vol. 3, pp. 3-17.
- Roche, P.-A.; Johannès, B. (2001): *Regulation in the Water and Sanitation Sector in France*. In: Henry, C.; et al. (Eds.): *Regulation of Network Utilities: The European Experience*, Oxford, pp. 169-186.
- Rosenzweig, M. B.; Voll, S. P.; Pabon-Agudelo, C. (2004): *Power Sector Reform: Experiences from the Road*. In: *The Electricity Journal*, November, pp. 16-28.
- Scheele, U.; Kühl, T. (2003): *Netzgebundene Infrastrukturen unter Veränderungsdruck: Sektoranalyse Telekommunikation, networks-Papers 4*; Berlin.
- Schiller, G.; Siedentop, St. (2005): *Infrastrukturfolgekosten der Siedlungsentwicklung unter Schrumpfbedingungen*. In: *DISP 160*, S. 83-93.
- Schwintowski, H.-P. (2004): *Regulierung des Gas- und Strommarktes in Deutschland und Europa*. In: *Verbraucherzentrale Bundesverband (Hrsg.): Verbraucherschutz in netzgebundenen Märkten. Wie viel Staat braucht der Markt? Dokumentation der Tagung vom 18. November 2003, Berlin*, 31-37.
- Sheshinski, E.; López-Calva, L. F. (2003): *Privatization and Its Benefits: Theory and Evidence*, *CEifo Economic Studies*, vol. 49, no. 3, pp. 429-459.
- Shew, W. B. (2000): *Natural Monopoly and Yardstick Competition*. In: *iea Economic Affairs* vol. 20, no. 4, pp. 36-41.
- Steiner, F. (2000): *Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry*. OECD Economics Department, Working Papers no. 238, Paris.
- Stelzer, I. (2000): *A Review of Privatisation and Regulation Experience in Britain. The Beesley Lectures: Lectures on Regulation, IEA Lectures, November*.

- ten Heuvelhof, E.; Kuit, M.; Stout, H. (2004): Innovations in Infrastructures: New Solutions to Increase the Reliability of Vital Infrastructures. In: Next Generation Infrastructures Foundation, Innovations in infrastructure. TTE Conference, Conference Papers, November.
- Thatcher, M. (1993): *The Downing Street Years*, Harper Collins: New York.
- Van Vliet, B. (2003): Differentiation and Ecological Modernization in Water and Electricity Provision and Consumption. In: *Innovation*, vol. 16, no.1, pp. 26-49.
- Vannini, St. (2004): Competition and Regulation in Network Industries: Not an Easy Balance to Strike. Comments on Koski and Kretschmer. In: *Journal of Industry, Competition and Trade, Bank Papers*, pp. 49-65.
- Vasconcelos, J. (2004): Some remarks on security of electricity supply. Public hearing European Parliament; Measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment Brussels, November 29.
- Vickerman, R. (2004): Maintenance incentives under different infrastructure regimes. In: *Utilities Policy* vol. 12, no. 4, pp. 315-322.
- Waddams Price, C. (2005): The Effect of Liberalizing UK Retail Energy Markets on Consumers. In: *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 21, no.1, pp. 128-144.

Problemfelder staatlicher Infrastrukturpolitik nach einer Marktöffnung: Eine wettbewerbsökonomische Perspektive

Gliederung

- 1 Einführung
- 2 Wettbewerb
- 3 Allokation
- 4 Finanzierung
- 5 Schlussfolgerung

Literatur

1 Einführung

Wir beobachten seit geraumer Zeit einen weltweiten Trend in Richtung Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung von Infrastrukturen. Besonders auffällig ist dieser Trend in den so genannten Netzsektoren, die im Mittelpunkt dieses Beitrags stehen. Gemeinsames Strukturmerkmal dieser Netzsektoren ist die starke Komplementarität der einzelnen Teile, aus denen sich ein Netz zusammensetzt. Bekannte Beispiele für Netzsektoren finden sich in den Bereichen Energie, Verkehr und Telekommunikation. In diesen Bereichen ist auch in Deutschland in den vergangenen Jahren ein Prozess der Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung in Gang gekommen (vgl. Knieps; Brunekreeft (Hrsg.) 2003).

In Netzsektoren spielen Infrastruktureinrichtungen eine wichtige Rolle. Die Bereitstellung von Netzinfrastrukturen ist unverzichtbare Basis für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Zur Veranschaulichung seien einige Beispiele für Infrastrukturen in Netzsektoren genannt:

- Eisenbahn: Gleise, Bahnhöfe, Zugüberwachungssysteme
- Luftverkehr: Flughäfen, Flugsicherung
- Straßenverkehr: Straßen, Straßenleitsysteme
- Telekommunikation: Leitungen, Vermittlung, Satelliten
- Elektrizität: Hochspannungsleitungen, Verteilnetze
- Gas: Pipelines (überregional, regional, lokal)
- Wasser/Abwasser: Rohrnetze (lokal, regional)

Alle diese Infrastrukturen unterlagen in der Vergangenheit mehr oder weniger gezielter staatlicher Beeinflussung, gekennzeichnet durch sektorspezifische wirtschaftspolitische Eingriffe. Das Spektrum der Eingriffe reichte von gesetzlichen Marktzutrittsschranken über Ausnahmen im Kartellrecht bis hin zur Subventionierung von Investitionen oder die Errichtung öffentlicher Unternehmen. Der nun in Gang gesetzte Prozess der Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung führt dazu, dass diese staatliche Einflussnahme bzw. die wirtschaftspolitische Eingriffstiefe reduziert wird. Es stellt sich die Frage, ob dieser Prozess immer weiter fortgesetzt werden kann und soll oder ob es nicht aus gesamtwirtschaftlicher Sicht netzspezifische Grenzen gibt. Mit anderen Worten: Kann die Bereitstellung der Netzinfrastrukturen im Prinzip dem Markt überlassen bleiben oder verbleibt ein Restbedarf an staatlicher Einflussnahme?

In diesem Beitrag wird die These vertreten, dass es auch nach einer umfassenden Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung noch netzspezifische ökonomische Probleme gibt, die ohne staatliche Einflussnahme nicht hinreichend gelöst werden können. Diese netzspezifischen Probleme können durchaus unterschiedliche Ursachen haben und in den verschiedenen Netzsektoren von recht unterschiedlicher Ausprägung und Relevanz sein. In den folgenden Abschnitten sollen aber nicht diese Unterschiede, sondern die Gemeinsamkeiten der einzelnen Netzsektoren aus wettbewerbsökonomischer Sicht herausgearbeitet werden.¹ Der Gliederung liegt die Vorstellung zugrunde, dass sich die wettbewerbsökonomisch relevanten Probleme von Netzinfrastrukturen analytisch in drei Bereiche kategorisieren lassen: Wettbewerb (Abschnitt 2), Allokation (Abschnitt 3) und Finanzierung (Abschnitt 4).

2 Wettbewerb

Auch nach einer umfassenden Marktöffnung kann es zu Wettbewerbsbeschränkungen aufgrund von Marktmacht kommen. Die wichtigste Quelle von Marktmacht in Netzen sind die so genannten monopolistischen Bottlenecks. Gerade erdgebundene Infrastruktureinrichtungen können (müssen aber nicht zwangsläufig) diese Bottleneck-Eigenschaft aufweisen. Was damit gemeint ist, soll mit Hilfe einiger zentraler wettbewerbsökonomischer Konzepte erläutert werden, die in Tabelle 1 im Überblick vorgestellt und zueinander in Beziehung gesetzt werden.

Tab. 1: Lokalisierung monopolistischer Bottlenecks

	Irreversible Kosten	Ohne irreversible Kosten
Natürliches Monopol	Monopolistische Bottlenecks	Potenzieller Wettbewerb
Kein natürliches Monopol	Wettbewerb zwischen aktiven Anbietern	Wettbewerb zwischen aktiven Anbietern

Quelle: Knieps (2005a: 36)

¹ Die Kenntnis der Gemeinsamkeiten schärft zugleich den Blick für die Unterschiede zwischen den einzelnen Netzsektoren; vgl. hierzu die Sektorstudien in Knieps; Brunekreef (Hrsg.) (2003).

Normalerweise gehen wir davon aus, dass auf einem Markt für ein Gut oder eine Dienstleistung mehrere Anbieter um die Gunst der Nachfrager konkurrieren. Selbst wenn die Zahl der Anbieter überschaubar ist, wie z. B. die Zahl der Automobilhersteller, so können wir doch in der Regel eine Mehrzahl von Anbietern beobachten, die aktiv im Wettbewerb stehen (aktiver Wettbewerb). Von diesem aktiven Wettbewerb zu unterscheiden ist der potenzielle Wettbewerb. Neben den tatsächlich aktiven Anbietern gibt es auf vielen Märkten potenzielle Anbieter, die bislang noch nicht im Markt aktiv und deshalb vielleicht nicht unmittelbar als solche erkennbar sind, die aber gleichwohl die Marktentwicklung von außen ständig beobachten, auf ihre Chance warten und im Fall, dass sich eine lukrative Marktzutrittsmöglichkeit ergibt, diese auch wahrnehmen. Die im Markt aktiven Anbieter werden so gesehen sowohl durch den aktiven als auch den potenziellen Wettbewerb unter Druck gesetzt, kosteneffiziente und nachfrageorientierte Produkte anzubieten.

Es gibt nun aber auch Fälle, wo der Wettbewerbsdruck allein durch den potenziellen Wettbewerb zustande kommt. Nehmen wir an, wir haben es auf der Anbieterseite mit einem Monopolisten zu tun. Nehmen wir weiter an, wir wüssten, dass es tatsächlich die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kostengünstigste Lösung ist, einen Monopolisten auf der Angebotsseite zu haben (natürliches Monopol). Dann ist dieser monopolistische Anbieter keinem aktiven Wettbewerb im Markt ausgesetzt (was wegen der damit verbundenen Kostenerhöhung auch gar nicht wünschenswert wäre). Das heißt nun aber nicht, dass dieser Monopolist automatisch über Marktmacht verfügt und durch überhöhte Preissetzung u. ä. Praktiken einen Monopolgewinn einfahren kann. Das Vorliegen eines natürlichen Monopols allein ist hierfür noch keine hinreichende Voraussetzung. Denn: Es gibt daneben die Möglichkeit zum potenziellen Wettbewerb um den Markt. Falls dieser wirksam ist, bleibt dem einzigen Anbieter trotz seiner Monopolstellung gar keine andere Wahl, als kosteneffizient und nachfrageorientiert anzubieten, weil er ansonsten von einem potenziellen Konkurrenten vom Markt verdrängt wird.

Voraussetzung für die disziplinierende Wirkung des potenziellen Wettbewerbs ist die Möglichkeit zum ungehinderten Marktein- und -austritt für potenzielle Konkurrenten. Wenn diese Möglichkeit gegeben ist, sprechen wir von einem angreifbaren Markt. Nun gibt es auf vielen Märkten Beispiele dafür, dass der Marktein- und -austritt nicht ungehindert möglich war bzw. ist. So war in den Netzsektoren in der Vergangenheit der Markteintritt potenzieller Konkurrenten in der Regel durch entsprechende gesetzliche Vorschriften unmöglich. Ein wesentlicher Baustein der Liberalisierung und Deregulierung der Netzsektoren war und ist denn auch gerade der Abbau dieser gesetzlichen Marktzutrittsschranken.

Der Abbau gesetzlicher Marktzutrittsschranken allein ist aber nicht hinreichend dafür, dass der Marktein- und -austritt in allen Netzteilen ungehindert möglich ist. Das liegt an dem irreversiblen Charakter vieler Investitionen, vor allem im Bereich erdgebundener Verkehrs- und Versorgungsnetze. Wer hier in den Markt eintreten will, muss große Investitionen in Kapitalgüter tätigen, die er im Falle eines späteren Marktaustritts nicht oder nur unter Inkaufnahme hoher Verluste anderweitig verwerten könnte. Im Falle eines natürlichen Monopols hat dies gravierende Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation. Der Anbieter, der bereits im Markt ist, hat die irreversiblen Investitionen bereits getätigt. Im Markt ist nur Platz für einen. Aber wohin soll der etablierte Anbieter verdrängt werden? Aufgrund der Irreversibilität hätte er im Falle eines Marktzutritts kaum mehr etwas zu verlieren. Er wäre deshalb bereit,

jeden Preiskampf im Markt zu führen, solange er seine kurzfristigen Kosten decken kann. Eine lohnende alternative Verwendung für die irreversiblen Kapitalgüter gibt es nicht. Der potenzielle Konkurrent wiederum weiß das schon vorher und wird, wenn er rational handelt, nicht in den Markt eintreten. Das wiederum sieht der etablierte Anbieter voraus und weiß, dass er vor Marktzutritt geschützt ist. Es gibt also nicht nur keinen aktiven Wettbewerb im Markt (weil natürliches Monopol), sondern auch keinen potenziellen Wettbewerb um den Markt (wegen Irreversibilität). Diese Konstellation wird monopolistischer Bottleneck genannt. Die Kombination aus natürlichem Monopol und irreversiblen Kosten wirkt hier wie eine Marktzutrittsschranke und gibt dem Bottleneck-Anbieter die Chance zur Ausübung von Marktmacht (vgl. Knieps 2005a: Kap. 2).

Die relative Bedeutung monopolistischer Bottlenecks variiert zwischen den einzelnen Netzsektoren. Während sie z. B. im Busverkehr oder bei der Post (Briefe und Pakete) tendenziell eher geringer einzuschätzen ist, ist sie im Energie- und Wasserbereich (vor allem bei den Verteilnetzen) relativ groß. Im Verkehrsbereich (Flughäfen, Schienenwege und Straßen als Kandidaten) bietet sich ein etwas differenzierteres Bild, je nachdem welche Rolle man dem intermodalen Wettbewerb beimisst. Hier ist im Einzelfall zu prüfen, inwieweit der intermodale Wettbewerb tatsächlich ein hinreichendes Substitut für den ggf. fehlenden intramodalen Wettbewerb darstellt. Aber auch beim intramodalen Wettbewerb stellt sich die Frage, ob es diesen Wettbewerb nicht bereits aktiv gibt. Das plausible Vorliegen eines hohen Anteils irreversibler Kosten bei allen erdgebundenen Infrastrukturen darf nicht dazu verleiten, das zweite Kriterium (natürliches Monopol) außer Acht zu lassen. Ein Beispiel ist die Telekommunikation in Deutschland. Hier gab es im Fernnetzbereich seit der vollständigen Marktöffnung 1998 massive Investitionen in alternative Netze, sodass hier das Vorliegen eines natürlichen Monopols nicht mehr plausibel ist (vgl. Knieps 2005a: 113 f.). Das Beispiel zeigt, dass Vorsicht geboten ist bei der pauschalen Einstufung von bestimmten Typen von Infrastruktureinrichtungen als monopolistische Bottlenecks.

Wenn nun ein Bottleneck mit Marktmachtpotenzial vorliegt, ergibt sich in zweifacher Hinsicht ein Problem für den Wettbewerb. Erstens, die Marktmacht lässt erwarten, dass es zu allokativen Verzerrungen beim Angebot der reinen Bottleneck-Leistung kommt. Der Bottleneck-Anbieter kann z. B. durch überhöhte Tarife für den Zugang zu seiner Infrastruktureinrichtung eine Monopolrente zulasten der Nachfrager abschöpfen. In Abhängigkeit von der Elastizität der Nachfrage wird dies zu einer Reduktion der Angebotsmenge im Vergleich zu einem Wettbewerbsszenario führen. Zweitens, Marktmacht kann nicht nur den Teilmarkt der reinen Bottleneck-Leistungen verzerren, sondern auch Teilmärkte in anderen Netzteilen, die zur Bottleneck-Leistung komplementär sind. Soweit es sich bei diesen anderen Netzteilen um Nicht-Bottlenecks handelt, hat der Bottleneck-Eigentümer diesbezüglich ein Diskriminierungspotenzial. Er kann nun nicht nur unmittelbar den Bottleneck kontrollieren sondern kann zusätzlich seine Marktmacht (mittelbar) auf die komplementären Netzteile übertragen. Einige Beispiele sollen die zweite Dimension der Wettbewerbsproblematik verdeutlichen:

- Ein integriertes Eisenbahnunternehmen (Betreiber von Zügen und Schienen) verweigert konkurrierenden Zugbetreibern den Zugang zum eigenen Schienennetz.

- Ein integriertes Elektrizitätsunternehmen (Stromerzeugung und Stromübertragung) verweigert konkurrierenden Stromproduzenten den Zugang zum eigenen Übertragungsnetz.
- Ein Betreiber örtlicher Telefonnetze, der zugleich Fernnetze betreibt, verweigert Konkurrenten auf dem Markt für Ferngespräche den Zugang zur so genannten „letzten Meile“.

Solche und ähnlich gelagerte Wettbewerbsprobleme gibt es in fast allen Netzsektoren. Immer ist zu befürchten, dass nicht nur die Bottleneck-Leistung selbst ineffizient bereitgestellt wird, sondern dass darüber hinaus auch die (an sich vorhandenen) Möglichkeiten für aktiven und potenziellen Wettbewerb in anderen Netzteilen durch monopolistische Bottlenecks massiv beeinträchtigt werden.

Als Lösungsstrategie für solche Wettbewerbsprobleme bietet sich eine disaggregierte Regulierung der Marktmacht an.² Der staatliche Regulierungseingriff sollte auf die monopolistischen Bottlenecks fokussiert werden, weil hier – wie oben gezeigt – die eigentliche Problemursache liegt. In den anderen, wettbewerbsfähigen Teilen des Netzsektors gibt es dagegen keinen staatlichen Regulierungsbedarf, weil hier der aktive und/oder potenzielle Wettbewerb im Prinzip wirksam wird. Das unterscheidet den disaggregierten Ansatz vom früher in Netzsektoren üblichen globalen Ansatz einer End-zu-End-Regulierung. Im globalen Ansatz galt das Vorliegen von Netzteilen, die die Eigenschaft eines natürlichen Monopols aufweisen, bereits als hinreichender Grund für eine Regulierung des gesamten Sektors. Diese Sichtweise kann mittlerweile als überholt bezeichnet werden. Sie ist einer differenzierteren Beurteilung der Wettbewerbspotenziale in Netzen gewichen, die letztlich auch ausschlaggebendes Argument für die Marktöffnungen war.

Ein Paket zur Umsetzung einer disaggregierten Marktmachtregulierung sollte zwei wesentliche Elemente enthalten. Erstes Element ist die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den monopolistischen Bottlenecks. Dieses Ziel kann entweder durch eine strikte eigentumsrechtliche Trennung der Bottlenecks von den anderen, wettbewerbsfähigen Netzteilen verfolgt werden (Vertical separation) oder durch die Einräumung eines Mitbenutzungsrechts für Dritte (Third party access, Essential facilities doctrine). Zweites Element ist die Regulierung der Zugangstarife, d. h. der Preise (und sonstigen Konditionen) für die Benutzung des Bottlenecks. Zwei bekannte Regulierungsinstrumente sind die – in den USA schon sehr lange bekannte – Rate-of-return-Regulierung und die – in den 1980er-Jahren in Großbritannien entwickelte – Price-cap-Regulierung (vgl. Knieps 2005a: Kap. 5).

Durch die Preisregulierung soll eine möglichst effiziente Allokation der Bottleneck-Leistungen gewährleistet werden. Das setzt ein explizites Preissystem für diese Leistungen voraus. Im nachfolgenden Abschnitt wird gezeigt, welche Probleme es bei der Ermittlung effizienter Preise für Netzinfrastrukturleistungen geben kann.

² Wenn im vorliegenden Beitrag von Regulierung die Rede ist, dann ist damit staatliches Handeln gemeint, das auf die Disziplinierung von Marktmacht zielt. Aus wettbewerbsökonomischer Sicht ist Marktmacht ein Kernproblem und wird deshalb in diesem Beitrag fokussiert. Die Vielfalt der darüber hinaus in Theorie und Praxis diskutierten Ziele und Optionen staatlicher Regulierung wird im Beitrag von U. Scheele ausführlicher dargestellt.

3 Allokation

Allokationsprobleme kann es bei Netzinfrastrukturen unabhängig von der speziellen Wettbewerbsproblematik der Bottlenecks geben. Deshalb ist es zweckmäßig, diese Allokationsprobleme analytisch von der Frage der Lokalisierung und Regulierung von Bottlenecks zu trennen (vgl. zum Folgenden auch Knieps 2005b). Wenn es um Allokation geht, ist der Blickwinkel ein anderer. Es geht um die Frage, ob und ggf. welche zusätzlichen Kosten durch die Nutzung einer gegebenen Infrastruktur (d. h. nicht nur bei den Bottlenecks) entstehen und ob und ggf. wie sich diese Kosten in den Zugangspreisen widerspiegeln.

Von besonderer ökonomischer Relevanz ist das Konzept der Grenzkosten. Üblicherweise versteht man darunter die zusätzlich anfallenden Kosten, wenn eine Einheit eines Gutes oder einer Dienstleistung zusätzlich produziert und angeboten wird. Die Bewertung des Ressourcenverbrauchs hängt von dem Nutzen der nächstbesten Verwendung der Ressourcen ab. Diese entgangenen Nutzen der nächstbesten Verwendung sind als Opportunitätskosten zu berücksichtigen, wenn die Grenzkosten der in Rede stehenden Verwendung zu bestimmen sind. Die Grenzkosten sind davon abhängig, welche Ausgangsposition man betrachtet (zusätzlich zu was?) und wie man eine „Einheit“ definiert. Es handelt sich um ein entscheidungsorientiertes Konzept. Die relevante Einheit muss sich nicht notwendigerweise auf ein konkretes Gut bzw. eine Dienstleistung beziehen, sondern kann im Prinzip jede ökonomische Entscheidung sein.

Nun gibt es eine spezielle Klasse von Gütern, bei denen verursacht eine zusätzliche Nutzung keine zusätzlichen Kosten. Die Ökonomen bezeichnen sie als öffentliche Güter. Klassische Beispiele in der ökonomischen Literatur sind die Landesverteidigung und Leuchttürme. In beiden Fällen ist die Annahme, dass ein zusätzlicher Nutzer keine zusätzlichen Kosten verursacht, plausibel. Im Fall der Landesverteidigung kann man sich als Grenznutzer einen zusätzlich zu schützenden Bürger des Landes vorstellen; im Fall des Leuchtturms ein zusätzliches Schiff, das sich mit Hilfe des Lichts orientieren kann. Dabei wird wohlgerne von einer Entscheidungssituation ausgegangen, bei der die Landesverteidigung bzw. der Leuchtturm bereits existiert, d. h. die Investition wurde bereits getätigt. Aber wie wurde die Investition finanziert? Hier gibt es bei öffentlichen Gütern ein weiteres Problem: das Problem der Ausschließbarkeit. Weder bei der Landesverteidigung noch beim Leuchtturm können Nutzer von der Nutzung ausgeschlossen werden. Damit wird es schwierig, Preise als direkte Nutzungsentgelte zu verlangen (Free-rider-Problem). Die traditionelle Lösung dieses Problems besteht in der staatlichen Bereitstellung des öffentlichen Guts und der Finanzierung über Steuern. Für die Nutzung selbst ist dann kein Zugangspreis zu entrichten. Aus einer kurzfristigen, rein allokativen Sicht wäre das ökonomisch effizient. Jeder positive Preis wäre aus allokativer Sicht zu hoch, weil er über den Grenzkosten liegt, die in diesem Fall Null sind.

In der Literatur wird die Schädlichkeit hypothetischer Zugangspreise bei öffentlichen Gütern gerne am Beispiel einer Brücke veranschaulicht. Nehmen wir an, eine Brücke für den Straßenverkehr sei bereits gebaut. Ob nun ein Auto mehr oder weniger diese Brücke am Tag benutzt, spielt im Hinblick auf die Kosten der Brücke selbst keine Rolle (Treibstoffkosten u. ä. trägt der jeweilige Autofahrer ja selbst). Kostenmäßig ist die zusätzliche Fahrt so gesehen irrelevant. Nutzenmäßig ist sie dagegen nicht irrelevant. Denn wir müssen davon ausge-

hen, dass der fragliche Autofahrer diese zusätzliche Fahrt nur dann unternimmt, wenn er sich davon einen Vorteil verspricht, d. h. seine individuelle Nutzenempfindung größer ist als seine eigenen Opportunitätskosten. Ein positiver Preis wird sein Entscheidungskalkül verändern. Er wird nun tendenziell weniger fahren, weil der Zugangspreis seinen Nettonutzen reduziert. Rein allokativ gesehen stellt dies eine Verschlechterung dar. Es wäre also besser, keinen nutzungsabhängigen Preis zu verlangen. Es bleibt das Problem der Finanzierung, auf das im nächsten Abschnitt noch eingegangen wird.

Öffentliche Güter sind in gewisser Weise ein Extremfall. Das Brückenbeispiel aus dem Straßenverkehr legt aber bereits nahe, dass da ein wichtiger Aspekt der Infrastrukturnutzung ausgeklammert blieb, nämlich das Stauphänomen. Wenn nur wenige Autos unterwegs sind, wird man noch nicht von einem Stau sprechen. Aber ab einer gewissen Verkehrsdichte wird die Durchschnittsgeschwindigkeit mit jedem weiteren Autofahrer sinken. Als Folge werden die individuellen Kosten jedes einzelnen Autofahrers (Treibstoff, Zeit usw.) steigen. Die Annahme, ein zusätzlicher Autofahrer verursache darüber hinaus keine weiteren Kosten, ist dann aber nicht mehr aufrechtzuerhalten. Der Grenznutzer wird zwar die gesunkene Durchschnittsgeschwindigkeit sehr wohl in seinem individuellen Kalkül berücksichtigen; nicht berücksichtigen wird er dagegen, dass alle anderen Verkehrsteilnehmer wegen seiner zusätzlichen Fahrt ebenfalls unter einer gesunkenen Durchschnittsgeschwindigkeit und infolgedessen erhöhten individuellen Kosten leiden. In der Sprache der Ökonomen handelt es sich um eine negative Externalität. Im Kontext des Stauphänomens spricht man auch von einer Stauexternalität.

Öffentliche Güter stellen den einen Extremfall des Stauphänomens dar, private Güter den anderen. In diesem Extremfall ist die Auslastung einer Infrastruktur so hoch, dass es nicht nur zu gegenseitigen Beeinträchtigungen in Form von Stauungen kommt, sondern dass es vielmehr eine direkte Rivalität der Nutzer um die knappe Kapazität gibt. Da die Kapazitätsgrenze erreicht ist, gibt es an der Grenze nur ein Entweder-Oder: Ein zusätzlicher Nutzer kann hier nur bedient werden, wenn ein anderer Nutzer verzichtet. Ein Beispiel wäre ein Flughafen, der weitgehend an der Kapazitätsgrenze operiert.

Es ist nun möglich, konkrete Infrastrukturen den gerade skizzierten Güterklassen zuzuordnen. In Tabelle 2 wurde das für das Beispiel Flughäfen getan. Es lassen sich grob drei Klassen von Flughäfen unterscheiden.

Am Beispiel der Flughäfen lässt sich auch gleich die Grundproblematik im Bereich der Allokation verdeutlichen. Eine effiziente Allokation setzt voraus, dass bei Entscheidungen über die Infrastrukturnutzung alle relevanten Kosten und Nutzen berücksichtig

Tab. 2: Allokative Wirkungen gewichtsabhängiger Landegebühren

Relativ schlecht ausgelasteter Flughafen (ohne Stauungen)	Relativ gut ausgelasteter Flughafen (mit Stauungen)	Flughafen an Kapazitätsgrenze (direkte Rivalität)
GK = 0	GK > 0 (Staukosten)	GK >> 0 (Knappheitsrente)
Gebühren aus rein allokativer Sicht grundsätzlich suboptimal	gewichtsabhängige Gebühren internalisieren nicht die Externalitäten	gewichtsabhängige Gebühren reflektieren nicht die Zahlungsbereitschaften

Quelle: Eigene Zusammenstellung (zu den Inhalten vgl. Knieps 2005b)

sichtigt werden. In einer Marktwirtschaft üben Preise hier eine wichtige Signalfunktion aus. Nun ist es aber im Status quo oftmals so, dass die für die Nutzung von Infrastrukturen geltenden Preissysteme diese allokativen Funktion nur sehr unzureichend erfüllen. Als Folge ergibt sich eine ineffiziente Nutzung vorhandener Infrastrukturkapazitäten. Bestes Beispiel sind überfüllte Straßen. Trotz Staus wird für den Zugang kein nutzungsabhängiger Preis verlangt. Ein anderes Beispiel aus dem Verkehrsbereich sind Flughäfen. Hier wird zwar ein nutzungsabhängiger Zugangspreis in Form von Landegebühren verlangt, aber diese bemessen sich noch sehr häufig am Gewicht des Flugzeugs. Aus allokativer Sicht stellt sich die Frage, was das Gewicht mit den Grenzkosten der Inanspruchnahme zu tun hat. Im Fall eines schlecht ausgelasteten Flughafens (mit Charakter eines öffentlichen Guts) gehen die Grenzkosten gegen Null und so gesehen ist aus rein allokativer Sicht jede Gebühr in diesem Fall schädlich, weil sie einige Nutzer abschreckt. Im Fall des relativ ausgelasteten Flughafens mit Stauungen (Stauexternalität) werden die Stauexternalitäten aber asymmetrisch und unvollständig internalisiert. Jumbo-Jet und kleines Geschäftsflugzeug tragen in ähnlicher Weise zur Stauung bei, bezahlen aber bei einem gewichtsabhängigen Tarif sehr unterschiedliche Landegebühren. Im Fall des an der Kapazitätsgrenze operierenden Flughafens schließlich ist eine rein gewichtsabhängige Gebühr kein hinreichendes Kriterium, um die knappe Kapazität an die Nutzer mit der höchsten Wertschätzung bzw. Zahlungsbereitschaft zu vergeben. Im Fall des Jumbo-Jets dürfte die Zahlungsbereitschaft höher sein. Eine gewichtsabhängige Gebühr kann demnach in allen drei Fällen zu allokativen Verzerrungen führen.

Um solche allokativen Verzerrungen zu vermeiden, bieten sich marktorientierte Allokationsmechanismen für Infrastrukturkapazitäten an; mit Preisen, die alle relevanten Opportunitätskosten signalisieren. Als spezifische Instrumente zu nennen sind hier Staugebühren (zur Internalisierung der Stauexternalitäten) und Auktionen (zur Ermittlung der Nutzer mit der größten Wertschätzung für den Fall, dass wir an der Kapazitätsgrenze operieren).

Im Falle des öffentlichen Gutes können konkrete Gebührensysteme zu einer Unterauslastung führen. Eine solche Gefahr einer zu geringen Menge kann es auch in zwei weiteren Fällen geben: (a) wenn ein monopolistischer Bottleneck vorliegt, (b) wenn Netzexternalitäten vorliegen. Der Monopolfall (a) ist leicht ersichtlich (vgl. oben Abschnitt 2). Bei Marktmacht hat das Unternehmen Einfluss auf den Preis und kann durch eine Angebotseinschränkung möglicherweise seinen Gewinn erhöhen. Aus regulierungsökonomischer Sicht handelt es sich um das Problem des zu hohen Preisniveaus, das es zu regulieren gilt. Ein passendes Regulierungsinstrument ist die Price-cap-Regulierung. Das regulierte Unternehmen hat hier die Freiheit, die Preisstruktur selbst zu bestimmen, nur das Preisniveau wird nach oben begrenzt.

Fehlallokationen aufgrund von Netzexternalitäten (b) sind etwas anders geartet. In Netzen spielen nicht nur negative, sondern auch positive Externalitäten eine Rolle. Das Standardbeispiel der Ökonomen hierfür ist ein Telefonanschluss. Wenn ich der Einzige bin, der einen Telefonanschluss besitzt, ist der Anschluss für mich praktisch wertlos; denn: Mit wem soll ich dann telefonieren? Je mehr andere Nutzer sich an das Telefonnetz anschließen lassen, desto vorteilhafter wird der eigene Anschluss für den einzelnen Nutzer. Allerdings wird der einzelne Nutzer diesen positiven Effekt auf alle anderen nicht bei seiner individuellen Entscheidung berücksichtigen. Diese Externalität wird als Netzexternalität bezeichnet. Ein weiteres Beispiel für eine Netzexternalität im Bereich der Telekommunikation sind Kompatibilitäts-

standards. Damit Telefongespräche von einem Netz zu einem anderen weitergeleitet werden können, müssen bestimmte Basistechniken standardisiert sein. Wenn jemand ein neues Netz aufbaut, hat er zwar gewisse Anreize, sein eigenes Netz mit anderen kompatibel zu machen, aber das muss nicht zwangsläufig so sein. Es besteht auch die Möglichkeit, dass sich inkompatible Netzinseln entwickeln.

Wenn Netzexternalitäten vorliegen, muss eine Standardisierung nicht zwangsläufig im einzelwirtschaftlichen Interesse aller handelnden Akteure liegen, selbst wenn die Kompatibilität aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft wäre. Das Beispiel des Eisenbahnsektors mit seinen unterschiedlichen Stromsystemen und sogar Spurweiten innerhalb Europas zeigt, dass dies nicht nur eine theoretische Möglichkeit ist. Aus Sicht der ökonomischen Theorie rechtfertigen solche Standardisierungsprobleme aber nicht automatisch staatliche Eingriffe. Stattdessen sind für den Fall, dass eine kollektive Aktion zur Standardisierung unumgänglich ist, freiwillige Kooperationslösungen zu empfehlen (so genannte Komiteelösungen).³

Allokationsprobleme kann es nicht nur auf der Ebene der Netzinfrastrukturen geben, sondern auch auf der Ebene der vorgelagerten natürlichen Ressourcen (z. B. Boden, Luft, Weltraum oder Wasser). Ohne die geeignete Definition von Nutzungsrechten an diesen Ressourcen käme es auch hier zum Problem von Fehl- oder Übernutzung (das so genannte Allmendeproblem). Aus wettbewerbspolitischer Sicht ist vor allem die Diskriminierungsfreiheit der Definition und Vergabe dieser Rechte wichtig (vgl. Knieps 2004: 25 f.). Die Mitwirkung an einer wirtschaftlich und politisch verträglichen Definition dieser Nutzungsrechte ist aus ökonomischer Sicht eine ganz zentrale Funktion der Raumordnung und Raumplanung. Durch die Marktöffnung im Energiebereich wird diese Funktion an wettbewerbspolitischer Bedeutung gewinnen.⁴

4 Finanzierung

Im vorhergehenden Abschnitt klang die Finanzierungsproblematik bei öffentlichen Gütern bereits an. Aber diese Problematik stellt sich nicht nur bei dieser Güterklasse. Um das zu untersuchen, soll in diesem Abschnitt der Blickwinkel auf die Netzinfrastrukturen nochmals geändert werden. Im Blickpunkt steht nun der Umstand, dass der Aufbau und die Erhaltung von Netzinfrastrukturen in aller Regel einen erheblichen Kapitaleinsatz erfordern. Mitarbeiter der Weltbank haben jüngst den Versuch unternommen, diesen Kapitaleinsatz global zu schätzen (vgl. Fay; Yepes 2003). In die Schätzung einbezogen wurden die Infrastrukturen der Eisenbahn, des Straßenverkehrs, der Telekommunikation (getrennt nach Festnetz und Mobilfunk), der Elektrizitäts- sowie der Wasser/Abwasserversorgung. Für das Basisjahr 2000 wurde der Wert des bereits vorhandenen Anlagebestands auf insgesamt – d. h. weltweit und für alle einbezogenen Sektoren – auf knapp 15 Billionen US-Dollar geschätzt (vgl. Fay; Yepes 2003: 2). Neben dieser Stichtagsschätzung wurde auch der jährliche Investitionsbedarf im

³ Weitere Literaturhinweise zur Theorie der Netzexternalitäten und ihrer Anwendungsmöglichkeiten finden sich in Weiß (1999: Kap. 4).

⁴ Zu den raumplanerischen Auswirkungen der Marktöffnung im Energiebereich vgl. insbesondere die Beiträge von D. Gust und H.-P. Tietz im vorliegenden Band.

Zeitraum 2005 bis 2010 geschätzt. Ausgangspunkt hierfür waren Schätzdaten für das Wachstum der Bruttoinlandsprodukte in den einzelnen Regionen der Welt. Wiederum weltweit und für alle einbezogenen Sektoren wurde ein jährlicher Investitionsbedarf von knapp 850 Milliarden US-Dollar ermittelt. Dieser setzt sich zusammen aus 480 Milliarden US-Dollar für Erhaltungsinvestitionen und knapp 370 Milliarden US-Dollar für Neuinvestitionen (vgl. Fay; Yepes 2003: 11).

Bei den genannten Zahlen wurde nicht zwischen den Finanzierungsquellen differenziert. Da aber einige Netzsektoren zum Zeitpunkt der Marktöffnung durch einen relativ hohen Anteil staatlicher Finanzierung und Initiative gekennzeichnet waren bzw. immer noch sind, ist es wichtig, auch diese Dimension zu berücksichtigen (siehe hierzu Tabelle 3). In den

Sektoren der P-Klasse dominiert das private Kapital und die Finanzierungsproblematik wird wirtschaftspolitisch vor allem dann relevant, wenn der Staat zur Lösung von Wettbewerbsproblemen als Regulierer eingreift (idealtypisch nur bei Bottlenecks). Im Fall der S-Klasse kann es ebenfalls Wettbewerbsprobleme geben. Sie werden jedoch überlagert (und zuweilen scheinbar verdeckt) vom Subventionsproblem. In Tabelle 3 sind einige Beispiele genannt, die wohl charakteristisch sein dürften für die meisten westlichen Länder.⁵

Tab. 3: Unterscheidung zwischen P-Klasse und S-Klasse

Begriff:	P-Klasse	S-Klasse
Kriterien:	Profite, Private Initiative und Finanzierung	Subventionen, Staatliche Initiative und Finanzierung
Beispiele:	Telekommunikation, Strom, Gas, Luftverkehr	Eisenbahn, ÖPNV, Straßeninfrastruktur

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Grundlegend für das Verständnis der Finanzierungsproblematik bei Netzinfrastrukturen ist der Umstand, dass der Aufbau dieser Infrastrukturen häufig mit Größenvorteilen verbunden ist. Unteilbarkeiten spielen dabei eine wichtige Rolle. Man kann zum Beispiel keine halbe Brücke bauen. Solche Unteilbarkeiten gibt es nicht nur beim Neuaufbau, sondern auch bei der Erweiterung von Infrastrukturen, die häufig nur in Sprüngen technisch möglich ist. Größenvorteile bei der Bereitstellung von Infrastrukturkapazitäten bedeuten, dass es kostengünstiger ist, bestimmte Teilmärkte mit einer einzigen großen Infrastrukturanlage zu betreiben als mit mehreren kleinen nebeneinander. Das ökonomische Problem damit ist nun, dass in diesem Fall die in Abschnitt 3 als allokativ effizient charakterisierten Grenzkostenpreise nicht mehr kostendeckend sind. Das gilt auch im Fall von Stauexternalitäten (vgl. Knieps 2005b: 1216).

Allokativ effiziente Preise würden also zu einem Defizit führen. Private Unternehmen könnten ein solches Defizit nicht dauerhaft finanzieren. Sie sind nur lebensfähig, wenn sie ihre vollen Kosten (inklusive Abschreibungen und Zinsen auf das eingesetzte Kapital) decken

⁵ Dabei ist die Zuordnung ganzer Sektoren zu einer der beiden Klassen sicherlich zu grob. Die Beispiele in der Tabelle wurden danach zugeordnet, wo der mutmaßliche Schwerpunkt liegt. Im Prinzip lässt sich diese Differenzierung auch auf einzelne Netzbereiche oder gar Einzelprojekte herunterbrechen (vgl. Debande 2002: 367). So gibt es z. B. auch im Luftverkehr subventionierte Flughäfen oder im ÖPNV rentable Buslinien.

können. Wenn jetzt der Staat als Regulierer und/oder Subventionierer eingreift, um die Allokation zu verbessern und Unterauslastungen (z. B. wegen überhöhter Monopoltarife) zu vermeiden, dann kann dies zu Verzerrungen der Investitionsanreize bei den Unternehmen führen. Unter- oder Überinvestition (aus gesamtwirtschaftlicher Sicht) kann die Folge sein. Die Wirtschaftspolitik sieht sich hier einem Trade off zwischen diskriminierungsfreiem Zugang (zu den Bottlenecks), allokativer Effizienz (kurzfristige Auslastung) und dynamischer Effizienz (langfristige Investitionen) gegenüber. Einige Beispiele stehen für die besondere aktuelle Relevanz der Thematik:

- Überinvestition („gold plating“) als Nebenwirkung kostenorientierter Regulierung (Droht beim Übergang zu einer anreizorientierten Regulierung eine Unterinvestition?)
- Unterinvestition prognostiziert für britische Verkehrssektoren nach der Privatisierung (Eisenbahnunfälle als empirische Bestätigung?)
- Unterinvestition prognostiziert für US-Elektrizitätssektor; negative zukünftige Konsequenzen von „stranded investment“ (Stromausfälle als empirische Bestätigung?)

Angesichts der Aktualität des Themas mag es nicht überraschen, dass es noch einige offene Fragen bei der Bewertung und Beurteilung dieser Beispiele gibt. Der Bereich der Finanzierung ist vermutlich derjenige der drei wettbewerbsökonomischen Problembereiche von Netzinfrastrukturen, wo es komparativ gesehen aktuell den größten Forschungsbedarf gibt. Ob es spezifischer Regulierungsinstrumente bedarf, um dieses Problem zu lösen, ist eine offene Frage.

Ein originärer staatlicher Handlungsbedarf zur Lösung des Finanzierungsproblems in Netzen ist jedenfalls nicht unmittelbar erkennbar, denn zunächst spricht nichts dagegen, dass der Markt dieses Problem lösen kann. Die klassische marktliche Lösung für das Defizitproblem bei Grenzkostenpreisen ist die Ausnutzung von Preisdifferenzierungsmöglichkeiten. Diese gibt es auch im Wettbewerb. Der Wettbewerb sorgt zugleich dafür, dass die Preisdifferenzierung nur so weit geht, dass Kostendeckung möglich wird. Wenn ein Unternehmen ein Mehr an Preisdifferenzierung versucht, werden Konkurrenten den Markt angreifen.

Das Plädoyer für Marktlösungen bei Finanzierungsproblemen ist in zwei Fällen zu relativieren: (a) wenn der Staat bereits aus anderen Gründen als Regulierer eingreift, (b) wenn der Staat bereits aus anderen Gründen als Subventionierer eingreift. In beiden Fällen gewinnt in der Folge auch die Finanzierungsproblematik an wettbewerbspolitischer Relevanz – gewissermaßen als ein Folgeproblem eines anderweitig begründeten staatlichen Eingriffs.

Der Fall (a) liegt idealtypisch dann vor, wenn der Staat die Marktmacht monopolistischer Bottlenecks reguliert. Unabhängig davon, welche Regulierungsinstrumente eingesetzt werden, ist auch mit Rückwirkungen auf die Investitionsanreize der regulierten Unternehmen zu rechnen. Die schwierige Aufgabe des Regulierers besteht nun darin, zwischen den positiven und negativen Anreizwirkungen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu unterscheiden. Dazu muss er eine Vorstellung davon entwickeln, wie die Anreizstruktur bei unregulierter Marktmacht aussehen würde und darüber hinaus, wie die Anreizstruktur im (hypothetischen) Wettbewerbsszenario (ohne Marktmacht und ohne Regulierung) aussehen würde. Auf Basis dieser beiden Referenzpunkte muss der Regulierer die Wirkung seiner Instrumente und Maßnahmen auf die Investitionsanreize abschätzen und nach Möglichkeit gesamtwirtschaft-

lich schädliche Wirkungen vermeiden – ohne Zweifel eine anspruchsvolle Aufgabe. Dabei kommt es nicht nur auf die einzelnen Maßnahmen für sich genommen an, sondern auch auf die grundsätzliche Verlässlichkeit und Nachvollziehbarkeit regulatorischer Entscheidungen.⁶

Im Fall (b) der Subventionierung stellt sich die vorgelagerte Frage nach deren ökonomischer Rechtfertigung. Um es kurz zu machen: Die Liste der Versuche von Ökonomen, eine solche Rechtfertigung aus reinen Effizienzüberlegungen abzuleiten, ist lang. Die Liste der erfolgreichen und von Ökonomen heutzutage weithin akzeptierten Rechtfertigungen ist dagegen kurz. Das Vorliegen echter öffentlicher Güter plausibel zu begründen, wird immer schwieriger; nicht zuletzt weil das Kriterium der Nicht-Ausschließbarkeit aufgrund technologischer Entwicklungen immer seltener greift. Ungeachtet dessen gibt es faktisch Sektoren bzw. Netzteile oder einzelne Projekte, die sich relativ klar der S-Klasse zuordnen lassen, weil bei ihnen staatliche Initiative und Finanzierung in der Realität dominieren. Hauptgrund für diese Subventionen sind aus ökonomischer Sicht politische Verteilungsziele. Dahinter steckt die Vorstellung, dass es bestimmte nicht kostendeckende Leistungen gibt, die aus einer rein allokativen ökonomischen Perspektive eigentlich nicht angeboten werden sollten, aber deren Bereitstellung dennoch aus anderen Gründen politisch wünschenswert erscheint.

In einzelnen Netzsektoren spielen solche verteilungspolitisch motivierten Ziele in verschiedenen Ausprägungen und unter verschiedenen Namen eine wichtige Rolle (z. B. soziale Gerechtigkeit, Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse im Raum, Versorgungssicherheit). Im Bereich von Post und Telekommunikation geht es diesbezüglich vor allem um so genannte Universaldienstziele. Ein Beispiel hierfür ist das politische Ziel, dass jeder Bürger – unabhängig vom Wohnort – einen Briefkasten in seiner Nähe hat. Im Verkehrsbereich hat sich für derartige Leistungen der Begriff der gemeinwirtschaftlichen Leistungen eingebürgert (vgl. Weiß 1999: Kap. 7). Im Energiebereich ist vor allem die Versorgungssicherheit politisch bedeutsam. Die Sorge vor räumlichen Disparitäten hat im Energiebereich dagegen (zumindest bislang) keine vergleichbare politische Bedeutung erlangt.⁷

Die meisten Ökonomen lehnen die Subventionierung solcher an sich defizitären Leistungen nicht per se ab. Gefordert wird aber die Umsetzung des Bestellerprinzips. Die gewünschte Leistung soll vom politischen Besteller klar definiert, diskriminierungsfrei finanziert und im Rahmen eines Ausschreibungswettbewerbs beschafft werden (vgl. Knieps 2004). Was beschafft wird (z. B. zusätzliche Busverbindungen, ein höherer Grad der Versorgungssicherheit) und wie das finanziert wird (z. B. allgemeine Steuern oder Rückgriff auf einen Universaldienstfonds bzw. ähnliche Umlagen), entscheidet in diesem Fall die Politik. Dass hier die Finanzierungsproblematik wettbewerbspolitisch relevant wird, ist also nicht in einer besonderen technischen oder ökonomischen Eigenheit der jeweiligen Netzinfrastruktur begründet, sondern im politischen Willen. Aus diesem Grund ist es hier besonders wichtig, den

⁶ Der Begriff „Regulierungsrisiko“ hat denn auch im Zuge der Deregulierung der Netzsektoren erheblich an Bedeutung gewonnen. Eine fehlgeleitete Regulierung in einem zaghaft und halbherzig geöffneten Markt kann dramatische Folgen haben, wie der völlige Zusammenbruch des Strommarkts in Kalifornien im Januar 2001 gezeigt hat (vgl. Kumkar 2002).

⁷ Die regionale Entwicklung der Strompreise seit der Marktöffnung in Deutschland gibt auch keinen Anlass zur Vermutung, dass sich dies in nächster Zeit ändern wird; vgl. hierzu insbesondere den Beitrag von G. Wagner im vorliegenden Band.

tatsächlichen Zielerreichungsgrad dieser Maßnahmen fortlaufend auf den Prüfstand zu stellen, da die Kontrollfunktion des Marktes in diesem Bereich nur eingeschränkt wirksam sein kann.⁸

Die Erfahrungen in den Netzsektoren deuten darauf hin, dass das Bestellerprinzip nicht nur zu einem stärkeren Kostenbewusstsein der politischen Entscheidungsträger führt, sondern dass auch die mit den Bestellungen verfolgten Ziele selbst unter Legitimationsdruck geraten. Der Wettbewerb verändert nicht nur die relevanten Knappheiten, er macht sie auch transparenter und bewusster (vgl. Weiß 2006). Diese Erfahrungen im Netzkontext könnten generell für die Neuformulierung raumorientierter Politiken von Nutzen sein, denn hier scheinen sich Entwicklungstendenzen abzuzeichnen, die in eine ganz ähnliche Richtung weisen: Der zunehmende Wettbewerb zwingt tradierte Ziele und Instrumente der Raumordnung auf den Prüfstand (vgl. Frey; Zimmermann 2005). „Realistischerweise ist einzugehen, dass die Zeit in der Raumordnungspolitik heute noch nicht reif ist für den breiten Einsatz marktwirtschaftlicher Instrumente. Wie in anderen Bereichen (z. B. der Verkehrs- und Umweltpolitik) braucht es eine lange Informations- und Überzeugungsphase. Dabei helfen Erfahrungen, die in anderen Ländern gesammelt worden sind. Je stärker der äußere Druck ist, der vom globalen Standortwettbewerb ausgeht, desto rascher wird dies gelingen“ (Frey; Zimmermann 2005: 15). Die Erfahrungen in den Netzsektoren haben aber einmal mehr gezeigt, dass es unmöglich ist, den Verlauf solcher Wettbewerbsprozesse zuverlässig zu prognostizieren (vgl. Hayek 1968). Deshalb sollte sich die Politik eher früher als später auf entsprechenden Handlungsbedarf einstellen.

Als Fazit ist festzuhalten: Aus der in der Realität beobachtbaren Existenz subventionierter Netzteile sollte nicht der Schluss gezogen werden, die Finanzierung von Netzinfrastrukturen sei auch idealtypisch und per se eine staatliche Aufgabe. Entsprechende Ziele bedürfen in jedem Sektor der Konkretisierung durch die Politik und der Legitimation durch die Bürger. Daran anschließend stellt sich aus wettbewerbsökonomischer Sicht die Frage nach möglichst marktkonformen Instrumenten zur Zielerreichung.

⁸ Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist ein aktuelles Beispiel aus dem Energiebereich. Auf der Einnahmenseite werden die Quersubventionen für die politisch erwünschten erneuerbaren Energien über ein Umlageverfahren durch die Stromkunden finanziert. Wenn es hier noch Ausschreibungswettbewerb auf der Ausgabenseite gäbe, käme dies der Grundidee eines Universaldienstfonds sehr nahe (vgl. Knieps 2005a: 43 f.). Das Beispiel EEG zeigt die Gefahr tendenziell zunehmender Intransparenz und abnehmenden Kostenbewusstseins, wenn politisch erwünschte Ausgaben nicht aus dem Staatshaushalt, sondern durch brancheninterne Umlagen finanziert werden.

5 Schlussfolgerung

Wir beobachten seit geraumer Zeit einen weltweiten Trend in Richtung Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung von Infrastrukturen. Besonders auffällig ist dieser Trend in den so genannten Netzsektoren (Energie, Verkehr, Telekommunikation usw.), die im Mittelpunkt dieses Beitrags standen. Darin wurde die These vertreten, dass es auch nach einer Marktöffnung noch netzspezifische ökonomische Probleme gibt, die ohne staatliche Einflussnahme nicht hinreichend gelöst werden können.

Für analytische Zwecke lassen sich die drei Problembereiche (i) Wettbewerb, (ii) Allokation und (iii) Finanzierung unterscheiden. In den verschiedenen Netzsektoren können diese Problembereiche unterschiedlich ausgeprägt und durchaus von unterschiedlicher wirtschaftspolitischer Relevanz sein. In diesem Beitrag sollten aber nicht diese Unterschiede, sondern die Gemeinsamkeiten der einzelnen Netzsektoren aus netzökonomischer Sicht herausgearbeitet werden.

Ausgangspunkt der Analyse waren monopolistische Bottlenecks. Sie gilt es zu lokalisieren und zu regulieren, um Wettbewerbsbeschränkungen zu vermeiden. Um das Ziel einer effizienten Allokation knapper Infrastrukturkapazitäten zu erreichen, sollten nach Möglichkeit marktorientierte Allokationsmechanismen verwendet werden – auch und gerade bei Bottlenecks. Dabei sind die regulierungsbedingten Rückwirkungen auf die Investitionsbereitschaft der Unternehmen zu berücksichtigen.

Im Falle einer aus politischen Gründen als notwendig erachteten Subventionierung, z. B. mit dem Ziel gleichwertiger Lebensverhältnisse im Raum, sollte konsequent dem Bestellerprinzip gefolgt werden. Die Erfahrungen in den Netzsektoren deuten darauf hin, dass das Bestellerprinzip nicht nur zu einem stärkeren Kostenbewusstsein der politischen Entscheidungsträger führt, sondern dass auch die mit den Bestellungen verfolgten Ziele selbst unter Legitimationsdruck geraten. Der Wettbewerb verändert nicht nur die relevanten Knappheiten, er macht sie auch transparenter und bewusster. Diese Erfahrungen im Netzkontext könnten generell für die Neuformulierung raumorientierter Politiken von Nutzen sein, denn hier scheinen sich Entwicklungstendenzen abzuzeichnen, die in eine ganz ähnliche Richtung weisen.

Literatur

- Debande, O. (2002): Private Financing of Transport Infrastructure: An Assessment of the UK Experience. In: *Journal of Transport Economics and Policy*, vol. 36, no. 3, S. 355-387.
- Fay, M.; Yepes, T. (2003): Investing in Infrastructure: What is Needed from 2000 to 2010? World Bank Policy Research Working Paper No. 3102, New York, July.
- Frey, R. L.; Zimmermann, H. (2005): Neue Rahmenbedingungen für die Raumordnung als Chance für marktwirtschaftliche Instrumente. In: *disP*, Jg. 41, Nr. 161, S. 5-18.
- Hayek, F. A. (1968): Der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren. *Kieler Vorträge*, Neue Folge, Nr. 56, Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Knieps, G. (2004): Versteigerungen und Ausschreibungen in Netzsektoren: Ein disaggregierter Ansatz. In: *Versteigerungen und Ausschreibungen in Verkehrs- und Versorgungsnetzen: Praxiserfahrungen und Zukunftsperspektiven*, Schriftenreihe der Deutschen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft, Reihe B, Nr. 272, S. 11-28.

- Knieps, G. (2005a): Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik. 2. Auflage, Springer, Berlin u. a.
- Knieps, G. (2005b): Verkehrsinfrastruktur. In: Handwörterbuch der Raumordnung, 4. Auflage, Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover, S. 1213-1219.
- Knieps, G.; Brunekreeft, G. (Hrsg.) (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland. 2. Auflage, Physica-Verlag, Heidelberg.
- Kumkar, L. (2002): Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen: Das kalifornische Strommarktdebakel. In: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 51, Nr. 2, S. 199-230.
- Weiß, H.-J. (1999): ÖPNV-Kooperationen im Wettbewerb: Ein disaggregierter Ansatz zur Lösung des Koordinationsproblems im öffentlichen Personennahverkehr. Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden.
- Weiß, H.-J. (2006): Mehr Marktorientierung bei der Finanzierung von Verkehrsinfrastrukturen. In: Verkehr und Technik, Jg. 59, Nr. 1, S. 23-26.

Jens-Peter Schneider, Janine Prater

Raumrelevante Vorgaben und aktuelle Entwicklungen im europäischen und deutschen Energierecht

Gliederung

- 1 Einleitung: Hintergrund zum Reformbedarf des Energiebinnenmarktes
- 2 Wesentliche Inhalte des neuen Energiebinnenmarktrechts
 - 2.1 Marktöffnungsziele
 - 2.2 Entflechtung des Netzbetriebs
 - 2.2.1 Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber
 - 2.2.2 Verteilnetzbetreiber
 - 2.3 Verhaltensregulierung hinsichtlich des Netzzugangs
 - 2.4 Grenzüberschreitender Stromhandel
 - 2.5 Gemeinwohlziele/Versorgungssicherheit
- 3 Maßnahmenpaket der Europäischen Kommission zur Energieinfrastruktur, -versorgungssicherheit und -effizienz
 - 3.1 Gründe der Europäischen Kommission
 - 3.2 Zweifel an der Erforderlichkeit der Maßnahmen
 - 3.3 Wesentlicher Inhalt der vorgeschlagenen Maßnahmen
 - 3.3.1 Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Endenergieleistungen
 - 3.3.2 Richtlinie zur Versorgungssicherheit und zu Infrastrukturinvestitionen
 - 3.3.3 Verordnung über den Zugang zu den Gasnetzen
 - 3.3.4 Leitlinien für transeuropäische Netze
- 4 Reform des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes
 - 4.1 Reformüberlegung des Bundeswirtschaftsministeriums im Monitoringbericht und Referentenentwurf zum EnWG
 - 4.2 Regierungsentwurf und weitere Entwicklung der EnWG-Novelle
- 5 Fazit

Literatur

1 Einleitung: Hintergrund zum Reformbedarf des Energiebinnenmarktes

Aus Sicht der EU-Kommission bedurfte es einer Fortsetzung der Energiebinnenmarktreform,¹ da neben infrastrukturellen Schwachpunkten² im Rahmen der Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkttrichtlinie von 1996 bzw. 1998³ auch zwei regulative Defizite deutlich wurden.⁴ Dies waren einerseits die zwischen den Mitgliedstaaten divergierenden formalen und tatsächlichen Marktöffnungsgrade sowie andererseits die unzureichende Sicherstellung eines fairen und diskriminierungsfreien Netzzugangs für inländische und vor allem ausländische Konkurrenten der bestehenden Marktteilnehmer.⁵ Wie die Kommission in der Begründung zu ihrem Reformpaket ausführt,⁶ zeichnete sich eine Entwicklung ab, an deren Ende zwar fünfzehn (mehr oder minder) liberalisierte, aber kaum integrierte, sondern vielmehr national definierte Strommärkte stünden. Zwar gebe es einen wachsenden, im Vergleich zu anderen Gütern aber immer noch unterentwickelten, grenzüberschreitenden Stromhandel, der lediglich ein Volumen in Höhe von 8 % der Gesamtstromerzeugung erreiche. Auf dem Gasbinnenmarkt sieht die Kommission sogar noch weit weniger Fortschritte.⁷

Um Fortschritte auf dem Weg zu einem gemeinschaftsweiten Strom- bzw. Gasmarkt zu machen, seien auch der Bau von Verbindungsleitungen und eine bessere Nutzung der vorhandenen Erdgasübertragungsnetze notwendig.⁸ Diesen infrastrukturellen Defiziten sowie Fragen zur Versorgungssicherheit und Endenergieeffizienz nahm sich die Kommission in ihrem Maßnahmenpaket vom Dezember 2003 an.

¹ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG („EltRL“) (ABIEG Nr. L 176 v. 15.07.2003, S. 37); Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Energiebinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG („GasRL“) (ABIEG Nr. L 176 v. 15.07.2003, S. 57); Verordnung Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („Stromhandels-VO“) (ABIEG Nr. L 176 v. 15.07.2003, S. 1); hierzu aus der Literatur: Baur 2003: 670 ff.; Büdenbender 2003: 2 ff.; Mombaur/Balke 2003: 161 ff.; Rosin/Krause 2003: 17 ff.; Schneider/Prater 2004: 57 ff.; Schroeder-Czaja 2004: 213 ff.

² Diese Defizite werden von dem neuen Maßnahmenpaket der Kommission in Angriff genommen, vgl. dazu Kapitel 3.

³ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 22.06.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt („EltRL 1996“) (ABIEG Nr. L 27 v. 30.01.1997, S. 20); zu dieser m. w. N. Schneider 2003a: § 2 Rn. 40 ff.; Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 22.06.1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt („GasRL 1998“) (ABIEG Nr. L 204 v. 21.07.1998, S. 1); Überblick m. w. N. bei: Schneider 2003a: § 2 Rn. 71 ff.

⁴ Näher hierzu vgl. Schneider 2004: 45 ff.

⁵ Erwägungsgrund Nr. 4 zum Vorschlag zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsmarkt („EltÄndRLV 2001“) und den Erdgasbinnenmarkt, KOM (2001) 125 endg.; Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes v. 1.10.02, SEK (2002), 1038, S. 4.

⁶ Begründung, KOM (2001) 125 endg., S. 71; näher hierzu vgl. Schneider 2004: 45 ff.

⁷ Zweiter Benchmarkingbericht, SEK (2002), 1038, S. 5.

⁸ Mitteilung der Europäischen Kommission „Energieinfrastruktur und Versorgungssicherheit“, KOM (2003), 743, S. 5, 19.

Gemeinschaftsrechtliche Vorgaben in diesem Bereich sind aus Sicht der Kommission notwendig, weil es eines stabilen Regulierungsrahmens bedarf, der einheitliche Mindeststandards für alle Mitgliedstaaten setzt, wozu nationale Vorschriften alleine nicht in der Lage seien.⁹

2 Wesentliche Inhalte des neuen Energiebinnenmarktrechts

2.1 Marktöffnungsziele

Obwohl einige Mitgliedstaaten ihre Energiemärkte schon in der Vergangenheit zumindest formal erheblich weiter öffneten als sie nach den alten Energiebinnenmarktrichtlinien verpflichtet gewesen wären, spiegelt sich das nicht in der tatsächlichen Wettbewerbsöffnung wieder. Dies zeigen unter anderem die enttäuschenden Wechselquoten zu neuen Versorgern.¹⁰

Durch die neuen Richtlinien wird für alle Mitgliedstaaten eine komplette Öffnung der Energiemärkte in zwei Schritten angeordnet. Danach ist die Marktöffnung für gewerbliche Abnehmer spätestens ab dem 1. Juli 2004 vorgesehen, die vollständige Marktöffnung, einschließlich des Marktes für Haushaltskunden, bis spätestens 1. Juli 2007.¹¹ Bezüglich des Termins der vollständigen Marktöffnung konnte man sich erst in der Ratsdiskussion mit Frankreich einigen, das zunächst auf eine Öffnung nicht vor 2009 beharrt hatte.

2.2 Entflechtung des Netzbetriebs

Vor dem Hintergrund, dass die Netze in Deutschland wie in vielen anderen Mitgliedstaaten nicht ausschließlich als Netzbetreiber tätigen Unternehmen, sondern vertikal integrierten Versorgungsunternehmen gehören, stellte die Entflechtung des Netzbetriebs ein sehr wichtiges, aber auch eines der umstrittensten Reformelemente dar.

2.2.1 Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber

Für den Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbereich sahen die alten Richtlinien lediglich eine Entflechtung der Rechnungslegung und für den Strombereich zusätzlich des Managements vor.¹² Seit der Reform ist dagegen eine rechtsförmliche Trennung vorgesehen,¹³ so dass der Netzbetrieb in eine eigenständige Gesellschaft ausgelagert werden muss. Die Aufgabe des Netzeigentums wird damit aber ausdrücklich nicht gefordert. Aus dem 2. Benchmarkingbericht geht hervor, dass eine derartige gesellschaftsrechtliche Entflechtung auf Übertragungsnetzebene zumindest für den Stromsektor in fast allen Mitgliedstaaten vorge-

⁹ Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 5; Begründung Versorgungs-RLV, S. 2 f., 6; z. B. Erwägungsgrund Nr. 23 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰ Zweiter Benchmarkingbericht, SEK (2002), 1038, S. 7, Tabelle 5.

¹¹ Art. 21 I EltRL; Art. 23 I GasRL.

¹² Art. 7, 14 III EltRL 1996; Art. 13 III GasRL 1998.

¹³ Art. 10 EltRL, Art. 9 GasRL.

schrieben oder wie in Deutschland praktiziert wird,¹⁴ weshalb diese Regelung relativ wenig Widerstand hervorrief.

2.2.2 Verteilnetzbetreiber

Eine größere Umstellung bedeutete die Reform für den Verteilnetzbereich, der in den bisherigen Richtlinien nur sehr schwachen Entflechtungsanforderungen hinsichtlich der Rechnungslegung unterworfen wurde.¹⁵ Während bisher nicht einmal eine getrennte Rechnungslegung für den monopolistischen Verteilnetzbetrieb und den wettbewerblichen Vertriebsbereich verlangt wurde, sollen künftig für Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden die gleichen Regeln wie für Übertragungsnetzbetreiber gelten. Nach erheblichem Widerstand insbesondere von Deutschland und Frankreich wurde in der Ratsdiskussion ein Aufschub bis Juli 2007 vereinbart.¹⁶ Ferner gibt es die Möglichkeit, dass Mitgliedstaaten Alternativen zu einer rechtsförmlichen Entflechtung anbieten und bei gleicher Eignung eine Ausnahmeregelung für ihre Verteilnetzbetreiber erwirken.¹⁷ Diese Ausnahme muss allerdings im Wege der Richtlinienänderung durch die Gesetzgebungsorgane der Gemeinschaft gewährt werden und ist an einen sehr knappen Zeitrahmen gebunden. Diese Option dürfte deshalb eher symbolischer Natur sein.

Umgekehrt kritisierten andere Mitgliedstaaten – wie auch der deutsche VIK – den mit 100.000 Kunden relativ hohen Schwellenwert. Gemäß der unverbindlichen Auslegungsdokumente der Kommission zu den Richtlinien¹⁸ soll diese Schwelle jedoch nur ein Richtwert sein. Sie kann je nach nationalen Gegebenheiten von den Mitgliedstaaten gesenkt werden. Als generelle Regel soll gelten, dass möglichst viele Endkunden von einem entflochtenen Netzzugang profitieren können.

2.3 Verhaltensregulierung hinsichtlich des Netzzugangs

Weitreichende Veränderungen zieht die Reform auch im Bereich der Netzzugangsregulierung nach sich¹⁹.

Neu ist, dass die Richtlinien jetzt nicht mehr nur von geeigneten Regulierungsmechanismen sprechen, sodass die Mitgliedstaaten nicht länger zwischen dem verhandelten und dem regulierten Netzzugang sowie dem Alleinabnehmersystem wählen können.²⁰ Statt-

¹⁴ Zweiter Benchmarkingbericht, SEK (2002) 1038, S. 37, Anhang 3.

¹⁵ Art. 14 III EltRL 1996 und Art. 13 III GasRL 1998.

¹⁶ Art. 15 I i. V. m. Art. 30 II 1 EltRL; Art. 13 I i. V. m. Art. 33 II 1 GasRL; vgl. zu den Entflechtungsvorgaben auch Baur 2003: 671.

¹⁷ Art. 27 EltRL und Art. 29 GasRL.

¹⁸ Vermerk der Generaldirektion Energie und Verkehr zu den Energiebinnenmarkt Richtlinien v. 16.1.04, Die Entflechtungsregelung, S. 19.

¹⁹ Siehe dazu auch Büdenbender 2003: 2 ff.; Baur 2003: 671 ff.; Rosin/Krause 2003: 17 ff.

²⁰ So aber die bisherige Rechtslage, vgl. Art. 16 i. V. m. Art. 17, 18 EltRL 1996 und Art. 14 i. V. m. Art. 15, 16 GasRL 1998; hierzu Schneider 2003a: § 2 Rn. 49 ff.

dessen ist mit Ausnahme für den Zugang zu Gasspeicheranlagen und Hilfsdiensten, wo weiterhin ein vertraglich geregelter Zugang möglich bleibt,²¹ nur noch der regulierte Netzzugang zugelassen.²² Außerdem sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, eine oder mehrere Stellen mit den Aufgaben der Regulierungsbehörde zu betrauen. Zu diesen Aufgaben gehören das Marktmonitoring, die ex-ante-Festlegung bzw. -Genehmigung der Netztarife oder zumindest ihrer Berechnungsmethoden und der Zugangsbedingungen.²³ Ein gewisser Spielraum bleibt den Mitgliedstaaten aber dennoch, sodass selbstregulative Elemente, wenn auch in anderer Form als bisher, im deutschen Regulierungskonzept möglich bleiben.²⁴ Denn in den der Richtlinie vorangestellten Erwägungsgründen²⁵ wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Genehmigung nicht nur auf von den Netzbetreibern einseitig vorgeschlagenen Methoden bzw. Tarifen beruhen muss, sondern ebenso einen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern vereinbarten Vorschlag zum Gegenstand haben könnte.²⁶

Ferner beinhaltet die Richtlinie eine „förmliche Annahmendeckung“ durch eine nicht näher benannte mitgliedstaatliche Stelle, die der Entscheidung der Regulierungsbehörde folgen kann. Diese Stelle soll befugt sein, den Entwurf der Regulierungsbehörde zu billigen oder abzulehnen, nicht aber zu ändern.²⁷ Ob ein Mitgliedstaat ein solches Verfahren einführt, liegt in seinem Ermessen.

Bemerkenswert ist, dass, obwohl die Kommission in ihrem ursprünglichen Vorschlag lediglich eine präventive Festlegung bzw. Genehmigung der letztlich zu zahlenden Tarife vorgesehen hatte, sie jetzt davon auszugehen scheint, dass die Regulierungsbehörden statt der Tarife nur die Berechnungsmethoden genehmigen werden.²⁸ Ebenfalls interessant und für das deutsche Verwaltungsrecht außergewöhnlich ist außerdem die explizite Einräumung von Jedermannklagerechten²⁹ gegen die regulatorische Festlegung oder Genehmigung von Tarifberechnungsmethoden.

²¹ Art. 19 GasRL.

²² Art. 23 I EltRL; Art. 25 I GasRL.

²³ Art. 23 I, II EltRL; Art. 25 I, II GasRL.

²⁴ Kühne 2002: 261; Lecheler/Gundel 2001: 253, 255; Schroeder-Czaja 2004: 229 ff.; Schütz/Tüngler 2003: 103; s. auch schon: Schneider 1999: 376 ff., 530 f.

²⁵ Erwägungsgrund Nr. 18 EltRL; Erwägungsgrund Nr. 16 GasRL, bestätigt auch durch die Begründung, KOM (2001) 125 endg., S. 43.

²⁶ Nach Wirtschaftsstaatssekretär Adamowitsch („Verbraucherschützer hoffen auf niedrigere Strompreise“, FAZ v. 26.03.03, S. 15) werde der Inhalt der nachgebesserten Verbändevereinbarungen in einer gesetzlichen Regulierung „angemessenen berücksichtigt“. Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) bekundeten schon („Strombranche will Selbstregulierung“, FAZ v. 27.03.03, S. 15), dass sie an den Verbändevereinbarungen festhalten wollen und auch bereit sind, diese weiterzuentwickeln.

²⁷ Art. 23 III EltRL; Art. 25 III GasRL.

²⁸ Art. 7 V des Vorschlags der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen („Versorgungss.-RLV“), KOM (2003), 740 endg.

²⁹ Art. 23 V, VI EltRL; Art. 25 V, VI GasRL.

2.4 Grenzüberschreitender Stromhandel

Neben den Energiebinnenmarkttrichtlinien umfasst das Reformpaket die auch ohne mitgliedstaatliche Umsetzungsakte unmittelbar geltende Stromhandels-VO.³⁰ Sie soll maßgeblich zur grenzüberschreitenden Integration der nationalen Energiemärkte beitragen, da dieses der Systemwechsel bei der Netzzugangsregulierung allein nicht leisten kann.

Zu den zentralen Vorschriften der Verordnung gehört die über Ausgleichszahlungen für Transitflüsse. Danach findet für die durch Stromtransite tatsächlich entstehenden Kosten eine Ausgleichszahlung zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern statt.³¹ Diese Zahlungen dürfen zwar bei der Festsetzung der allgemeinen Netzzugangsentgelte berücksichtigt, nicht jedoch über gesonderte Netzentgelte den Exporteuren oder Importeuren in Rechnung gestellt werden.³² Die Kosten des grenzüberschreitenden Stromhandels werden so auf alle grenzüberschreitend agierenden Netznutzer gleichmäßig umgelegt,³³ was damit gerechtfertigt wird, dass aufgrund physikalischer Gegebenheiten die tatsächlichen Kosten einer spezifischen Transaktion nicht im Vorhinein kalkulierbar seien, was sich hemmend auf den Handel auswirke.³⁴

Diese Regelung steigert den Harmonisierungsbedarf bezüglich nationaler Netzentgelte, damit sie beispielsweise nicht in einem Mitgliedstaat vollständig von Stromerzeugern, in einem anderen vollständig von den Verbrauchern getragen werden und es so zu Wettbewerbsverzerrungen kommt. Nur extrem unterschiedliche Netzentgeltstrukturen verhindert die Verordnung selbst, indem sie bezüglich der Aufteilung zwischen Erzeugern und Verbrauchern vorschreibt, dass Letztere den größeren Anteil tragen sollen.³⁵ Sie führt aufgrund ihres Rahmencharakters aber nicht zu einer Vollharmonisierung.³⁶ Ihre Vorgaben zielen auf Kostenorientierung, Transparenz, Netzeffizienz und Diskriminierungsfreiheit.³⁷

Ferner enthält die Verordnung auch Vorschriften zur Minimierung von Netzengpässen und leistet damit einen ersten Beitrag zur Versorgungssicherheit, die im zweiten Maßnahmenpaket der Kommission noch einmal besonders in den Fokus rückt. So werden ein Informationsaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sowie die Veröffentlichung freier und bereits reservierter Übertragungskapazitäten gefordert.³⁸ Außerdem soll Netzengpässen durch diskriminierungsfreie und marktorientierte Lösungen begegnet werden, wobei die Übertragungsnetzbetreiber netzentlastende Transaktionen berücksichtigen sol-

³⁰ Verordnung Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („Stromhandels-VO“) (ABIEG Nr. L 176 v. 15.07.2003, S. 1); hierzu: Mombaur/Balke 2003: 161 ff.

³¹ Art. 3 I, V, VI Stromhandels-VO.

³² Art. 3 II, 4 III bis V Stromhandels-VO.

³³ Schneider 2003a: § 2 Rn. 96; Schroeder-Czaja 2004: 237.

³⁴ Begründung, KOM (2001) 125 endg., S. 76.

³⁵ Art. 4 II 2 Stromhandels-VO.

³⁶ Schroeder-Czaja 2004: 237.

³⁷ Art. 4 I 1 Stromhandels-VO.

³⁸ Art. 5 I, III Stromhandels-VO.

len. Kapazitätsreservierungen sollen zwar grundsätzlich respektiert, ein Horten ungenutzter Kapazitätsreservierungen soll indes vermieden werden.³⁹

Die Vollzugsverantwortung für die Regeln der Stromhandels-VO liegt generell bei den nationalen Regulierungsbehörden.⁴⁰ Darüber hinaus wird die große Bedeutung dieser Behörden und ihrer Zusammenarbeit für die Ausgestaltung der Verordnung und einen einheitlichen EU-Binnenmarkt an mehreren Stellen noch einmal ausdrücklich betont.⁴¹ Allerdings gewährt die Verordnung auch der Kommission beträchtliche Einwirkungsmöglichkeiten durch Kompetenzen für den Erlass von konkretisierenden Leitlinien insbesondere bezüglich der Entgeltberechnung, der Zahlungsverfahren, der Kriterien für die Zuweisung knapper Übertragungskapazitäten sowie der Ausgleichszahlungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.⁴² Die Mitgliedstaaten werden hierbei jedoch im Verwaltungsausschussverfahren eingebunden.⁴³

Außer durch diese gesetzgeberischen Maßnahmen soll der grenzüberschreitende Handel durch den Bau neuer Verbindungsleitungen gefördert werden.⁴⁴ Vorschläge, wie dieses Vorhaben im Sinne der Gemeinschaft vorangetrieben werden kann, unterbreitet die Kommission ebenfalls im Maßnahmenpaket vom Dezember 2003.⁴⁵

2.5 Gemeinwohlziele/Versorgungssicherheit

Zwar hat sich die Kommission in ihren sogleich darzustellenden neuen Vorschlägen noch einmal intensiv mit der Versorgungssicherheit beschäftigt, dieser Aspekt spielt aber bereits bei den Energiebinnenmarkttrichtlinien im Zusammenhang der Gewährleistung gemeinwirtschaftlicher Ziele eine beachtliche Rolle.⁴⁶

Vor der Reform stand es im Ermessen der Mitgliedstaaten, ob sie gemeinwirtschaftliche Ziele verfolgten.⁴⁷ Diese mitgliedstaatlichen Spielräume werden nach der Reform durch einheitliche Mindeststandards für öffentliche Dienstleistungen eingeschränkt.⁴⁸ Sie umfas-

³⁹ Art. 6 Stromhandels-VO.

⁴⁰ Art. 9 Stromhandels-VO; hier wird implizit Bezug genommen auf die Energiebinnenmarkttrichtlinie; näher zu diesem Themenkomplex: Schneider 2003b: 404 ff.

⁴¹ Erwägungsgrund Nr. 18 Stromhandels-VO; Art. 23 XII EltRL und Art. 25 XII GasRL.

⁴² Art. 8 und Art. 3 IV jeweils i. V. m. Art. 13 II Stromhandels-VO (im Kommissionsentwurf noch: Art. 7 i. V. m. Art. 12 bzw. Art. 3 V i. V. m. Art. 13 Stromhandels-VOV 2001); siehe auch Schneider 2003b: 405 ff.; zur kompetenzrechtlichen Problematik dieser Betrauung der Kommission mit Regulierungsaufgaben: Lecheler/Gundel 2001: 255 f.

⁴³ Näher zu den Komitologieverfahren: Koenig/Haratsch 2000: Rn. 305 f.; Hauschild 1999: 248 ff.

⁴⁴ Mitteilung „Vollendung des Energiebinnenmarktes“, KOM (2001) 125 endg., S. 17 ff.

⁴⁵ Siehe dazu Teil III.

⁴⁶ S. auch Wehser 2004: 158 ff.

⁴⁷ Vgl. Art. 3 II, III EltRL 1996 und GasRL 1998; Neveling/Theobald 2002: 110; Schneider 2003a: § 2 Rn. 44 und Rn. 78; s. allg. vergleichend zwischen französischen und deutschen Gemeinwohlkonzepten: Bullinger 2003: 597 ff.

⁴⁸ Lecheler/Gundel 2001: 254; Schroeder-Czaja 2004: 232.

sen die flächendeckend preiswerte Versorgung, den Verbraucherschutz, den Umweltschutz und die Versorgungssicherheit.⁴⁹ Ausdrücklich aufgenommen wurde in die Richtlinien der Zusatz, dass der gleichberechtigte Zugang zu den Verbrauchern auch für Elektrizitätsunternehmen anderer Mitgliedstaaten sichergestellt werden soll,⁵⁰ damit die Verpflichtung zur Erbringung öffentlicher Dienstleistungen von den Mitgliedstaaten nicht mit wettbewerbsverzerrender Wirkung dahin konkretisiert wird, dass sie nur von nationalen Energieunternehmen erfüllt werden kann.⁵¹

Letztlich beschränken sich die Richtlinien jedoch darauf, dass in ihnen eine schwache prozedurale Steuerung in Form der behördlichen Beobachtung relevanter Marktentwicklungen⁵² vorgeschlagen und die zweijährige Notifizierung aller Maßnahmen bei der Kommission vorgeschrieben wird sowie darauf, dass die Versorger im Interesse einer gehaltvollen Verbraucherfreiheit eine transparente Kennzeichnung ihres Energieträgermixes vornehmen sollen.⁵³ Weiterhin steht es im Ermessen der Mitgliedstaaten, ob sie zur Grundversorgung aller Haushaltskunden einen Versorger letzter Instanz ernennen.⁵⁴ Dieser wäre etwa verpflichtet, im Fall der Insolvenz eines Versorgers dessen Kunden zu übernehmen.

Während des gesamten Verfahrens zum Erlass der Richtlinien waren die Gemeinwohlpflichten Diskussionsgegenstand und wurden ständig geändert. Die Tatsache, dass am Ende kaum konkrete Maßnahmen zur Versorgungssicherheit erlassen wurden, könnte ein Grund für die Kommission gewesen sein, sich diesem Thema im Dezember 2003 im Rahmen eines weiteren Maßnahmenpakets erneut zu widmen.

3 Maßnahmenpaket der Europäischen Kommission zur Energieinfrastruktur, -versorgungssicherheit und -effizienz

Am 15.12.2003 hat die Europäische Kommission ein weiteres Maßnahmenpaket auf den Weg gebracht, das die Energiebinnenmarkt Richtlinien und die Stromhandels-VO ergänzen soll und die Energieinfrastruktur, -versorgungssicherheit und -effizienz zum Gegenstand hat.⁵⁵ Dabei handelt es sich im Einzelnen um Vorschläge für eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen,⁵⁶ eine Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen,⁵⁷ eine Verordnung

⁴⁹ Art. 3; 4 EltRL; Art. 3; 5 GasRL.

⁵⁰ Art. 3 II 2 EltRL und GasRL.

⁵¹ Koenig/Kühling/Rasbach 2003: 10 f.; Mombaur/Balke 2003: 162.

⁵² Art. 4 EltRL; Art. 5 GasRL.

⁵³ Art. 3 VI, IX EltRL; Art. 3 VI GasRL.

⁵⁴ Art. 3 III EltRL und GasRL.

⁵⁵ Zur aktuellen US-amerikanischen Diskussion und Rechtsentwicklung bzgl. der Versorgungssicherheit siehe: Wehser 2004: 15 ff.

⁵⁶ Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen („Effizienz-RLV“), KOM (2003), 739 endg.; aktueller Stand: Politische Orientierungsdebatte im Rat am 29.11.04, Dok-Nr. 12628/04.

⁵⁷ Siehe nächste Seite.

über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen⁵⁸ und eine Entscheidung zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Netze im Energiebereich.⁵⁹ Abhängig von den Prioritätenlisten der beteiligten europäischen Organe und Widerständen wichtiger Interessengruppen wie beispielsweise EURELECTRIC⁶⁰, befinden sich die einzelnen Maßnahmen in unterschiedlichen Stadien des Gesetzgebungsprozesses. Während für die Verordnung schon ein Gemeinsamer Standpunkt vorliegt und er für die Richtlinie zur Versorgungssicherheit bevorsteht, wurde die Richtlinie zur Endenergieeffizienz von der niederländischen Ratspräsidentschaft erst im Herbst 2004 wieder auf die Agenda genommen.

3.1 Gründe der Europäischen Kommission

Ein spektakulärer Begleitumstand bei der Ausarbeitung der Vorschläge waren die in verschiedenen europäischen Ländern auftretenden Blackouts des Sommers 2003. Handlungsbedarf hatte die Kommission allerdings bereits in ihrem Grünbuch zur Versorgungssicherheit⁶¹ erkannt. Darin wurde die zunehmende Abhängigkeit der EU von Importenergie festgestellt und Investitionen in Infrastrukturen für nötig gehalten. Außerdem erschien der Kommission eine Strategie auf der Grundlage des Nachfragemanagements unumgänglich.

Vorrangig soll durch die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Entwicklung des Binnenmarktes, zur Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beigetragen werden.⁶² Die Vollendung des Energiebinnenmarktes sei nur möglich, wenn für den Strombereich ein höherer Verbundgrad zwischen den Mitgliedstaaten und für den Erdgasbereich eine bessere Nutzung der vorhandenen Erdgasübertragungsnetze erreicht wird.⁶³ Dazu sollen die Vorschriften über den Bau von Verbindungsleitungen und die Gasverordnung beitragen. Daneben ist der Kommission bewusst, dass die von der EU verlangte Beachtung der Umweltziele neue Herausforderungen an die Infrastruktur stellt, indem die Effizienz von Anlagen verbessert und in erneuerbare Energiequellen incl. ihrer Verbindungsleitungen investiert werden muss.⁶⁴ Ferner müsse für einen funktionsfähigen Wettbewerb das Gleichgewicht zwischen Angebot

⁵⁷ Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen („Versorgungss.-RLV“), KOM (2003), 740 endg.; aktueller Stand: Allg. Ausrichtung d. Rates v. 29.11.04, Dok.-Nr. 13440/04.

⁵⁸ Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen („Gashandels-VOV“), KOM (2003), 741 endg.; aktueller Stand: Gemeinsamer Standpunkt d. Rates v. 12.11.04, Dok.-Nr.: 11652/2/04.

⁵⁹ Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidungen Nr. 96/391/EG und Nr. 1229/2003/EG („Leitlinien-V“), KOM (2003), 742 endg.

⁶⁰ EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry) ist die Interessenvertretung der Elektrizitätsunternehmen auf europäischer Ebene (www.eurelectric.org).

⁶¹ Grünbuch der Europäischen Kommission „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“, KOM (2000), 769 endg.; s. hierzu auch Wehser 2004: 147 ff.

⁶² Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 5.

⁶³ Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 5, 19.

⁶⁴ Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 5.

und Nachfrage gewährleistet sein, sodass dem Nachfragemanagement ebenfalls große Bedeutung zukommt.⁶⁵

Um die notwendigen Investitionen zu unterstützen, müssen die Mitgliedstaaten aus Sicht der Kommission einen einheitlichen Regulierungsrahmen verabschieden. Das Maßnahmenpaket soll dazu als Grundlage dienen.

3.2 Zweifel an der Erforderlichkeit der Maßnahmen

Der Stromverband EURELECTRIC hat jedoch Bedenken hinsichtlich der Erforderlichkeit des Maßnahmenpakets geäußert. Zwar stimmt er mit der Kommission insoweit überein, dass Versorgungssicherheit absolut notwendig ist und es eines stabilen Regulierungsrahmens bedarf, der einen funktionierenden Wettbewerbsmarkt gewährleistet. Seiner Ansicht nach reicht der gesetzliche Rahmen durch die Energiebinnenmarktrichtlinien jedoch aus. Vor weiteren Regulierungsmaßnahmen sollte man erst deren Umsetzung in den Mitgliedstaaten abwarten.⁶⁶ Auch widerspricht die Kommission ihrer Aussage in den „Auslegungsdokumenten“ vom Januar 2004,⁶⁷ dass die Energiebinnenmarktrichtlinien den Mitgliedstaaten genug Instrumente zur Verfügung stellten, um die Versorgungssicherheit zu akzeptablen Preisen zu gewährleisten.⁶⁸ Damit suggeriere sie eine gesetzgeberische Stabilität, die auch tatsächlich erforderlich sei, um das richtige Klima für Investitionen zu schaffen. Die neuen Maßnahmen dagegen bewiesen mangelndes Vertrauen der Kommission in den Liberalisierungsprozess, was zu Unsicherheiten bei den Investoren führen könnte. Erst wenn man die Auswirkungen der existierenden Instrumente in der Praxis kenne, könne der Nutzen weiterer Maßnahmen abgeschätzt werden.⁶⁹ EURELECTRIC warnt sogar vor Überregulierung und übertriebener Marktbeeinflussung.⁷⁰

3.3 Wesentlicher Inhalt der vorgeschlagenen Maßnahmen

3.3.1 Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Endenergieleistungen

Die Europäische Kommission hat schon in ihrem Grünbuch zur Versorgungssicherheit festgestellt,⁷¹ dass die Kontrolle der Energienachfrage eine wichtige Maßnahme zur Verhinderung von Störungen bei der Elektrizitätsversorgung ist und durch sie zur Versorgungssicherheit beigetragen werden kann. Ein wirksames Nachfragemanagement ersetze nicht nur teilweise teure Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten, sondern könne auch zur Verringerung von Treibhausgasemissionen beitragen.⁷² Dem Energienachfragemanagement soll des-

⁶⁵ Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 5.

⁶⁶ EURELECTRIC 2004: 1.

⁶⁷ Vermerk der Generaldirektion Energie und Verkehr zu den Energiebinnenmarktrichtlinien v. 16.1.2004, Maßnahmen zur Sicherheit der Stromversorgung, S. 1.

⁶⁸ Für Hinweise, wo sich in der EltRL und der Stromhandels-VO solche Instrumente finden, vgl. EURELECTRIC 2004: 6 f.

⁶⁹ EURELECTRIC 2004: 1.

⁷⁰ EURELECTRIC 2003: 5.

⁷¹ Grünbuch, KOM (2000), 769 endg., S. 62 f., 77 ff.

⁷² Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 8.

halb durch die von der Kommission vorgeschlagene Richtlinie zur Energieeffizienz und zu Energiedienstleistungen⁷³ in Zukunft größere Bedeutung zukommen. Sie stellt eine Ergänzung der Energiebinnenmarktrichtlinien dar.⁷⁴ Während durch diese Vorschriften vorrangig Effizienzverbesserungen auf der Angebotsseite erreicht werden, hat dieser Vorschlag die Erhöhung der Effizienz der Endenergienutzung zum Ziel.

Der Richtlinienvorschlag enthält zwei quantitative Energieeinsparungsziele. Erstens soll durch Energieeffizienzmaßnahmen eine allgemeine jährliche Energieeinsparung von 1 % bei den Endkunden erreicht werden.⁷⁵ Keine Endkunden sind laut einer Legaldefinition⁷⁶ allerdings Anlagen, die in den Treibhausgas-Emissionszertifikatehandel einbezogen sind, sowie Industrieprozesse, die von der IVU-Richtlinie erfasst werden. Somit wird das Einsparungsziel hauptsächlich von den Haushalten, dem Verkehr, kleineren und mittleren Unternehmen sowie dem öffentlichen Sektor zu erreichen sein. Insgesamt merkt das Europäische Parlament jedoch an, dass der Verkehrsbereich und die Wärmeerzeugung noch mehr eingebunden werden müssten. Für den öffentlichen Sektor enthält der Vorschlag zusätzlich – zweitens – die Verpflichtung, jährlich mindestens 1,5 % des an diesen Sektor verteilten bzw. verkauften Endenergievolumens einzusparen.⁷⁷

Im Europäischen Parlament werden diese strikten Ziele für nicht durchsetzbar gehalten, zumal teure Kontrollen notwendig seien. Der Rat, der erst im Herbst 2004 entschieden hat, diese Richtlinie doch prioritär zu behandeln, will dagegen an den Zielen festhalten, jedoch anstatt einer jährlichen Nachweispflicht nur eine Betrachtung in Zeiträumen von sechs Jahren anstellen.⁷⁸

Diese Zielvorgaben sollen durch Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen erreicht werden. In Frage kommende Programme sowie ein Leitfaden für die Messung und Überprüfung von Energieeinsparungen finden sich als Anhänge III und IV der Richtlinie. Sie dürfen auf Initiative des Rates jedoch nur im Komitologieverfahren geändert werden.⁷⁹ Die Entwicklung eines Marktes für solche Dienstleistungen stellt ein weiteres Ziel der Richtlinie dar.⁸⁰ Vorgesehen sind im Kommissionsvorschlag Regelungen, wonach von Energieversorgern und -unternehmen Energiedienstleistungen anzubieten und Energieaudits kostenlos zu erbringen sind, solange nicht 5 % ihrer Kunden Energiedienstleistungen erhalten.⁸¹ Diese Vorschrift wird vom Rat jedoch nicht mitgetragen. Die Mitgliedstaaten

⁷³ Vgl. dazu aus Sicht des Kartell- und Wettbewerbsrechts Ehricke (2005): 2 ff.

⁷⁴ Ehricke (2005): 3 sieht das Zusammenspiel der beiden Maßnahmenpakete darin, dass das zweite Energiebinnenmarktpaket bei den Verbrauchern ein Verhalten hervorruft, das zu einem höheren Energieverbrauch führt, und die jetzige Richtlinie dem wieder entgegen wirken soll.

⁷⁵ Art. 4 Effizienz-RLV.

⁷⁶ Art. 3 lit. f) Effizienz-RLV.

⁷⁷ Art. 5 Effizienz-RLV.

⁷⁸ Art. 4 I Effizienz-RL, Ratsdok. 12628/04; Ehricke (2005): 4 kritisiert an den einheitlichen Effizienzsteigerungsraten für alle MS, dass sie zu Wettbewerbsverzerrungen führen können.

⁷⁹ Art. 15, 16 Effizienz-RL, Ratsdok. 12628/04.

⁸⁰ Art. 1 2. Alt.; Erwägungsgrund Nr. 15 Effizienz-RLV.

⁸¹ Art. 6 lit. a) Effizienz-RLV; im Ratsdok. 12628/04 gestrichen.

sollen des Weiteren sicherstellen, dass die Durchführung von oder die Entwicklung eines Marktes für Energiedienstleistungen nicht behindert wird⁸² und dafür sorgen, dass alle Kunden über die Einsparungsprogramme informiert werden.⁸³

Insgesamt zeichnet sich seit der Orientierungsdebatte im Rat ab, dass im Vergleich zum Kommissionsvorschlag eine größere Flexibilisierung der Mitgliedstaaten hinsichtlich der Zielsetzung, des Instrumentenmixes und der Berichtspflichten zu erwarten ist.⁸⁴

3.3.2 Richtlinie zur Versorgungssicherheit und zu Infrastrukturinvestitionen

Zwar finden sich schon in den Energiebinnenmarkttrichtlinien Regelungen zur Versorgungssicherheit,⁸⁵ die die mitgliedstaatlichen Spielräume im Vergleich zur vorherigen Rechtslage einschränken und zu einheitlichen Mindeststandards führen. Aus Sicht der Kommission besteht darüber hinaus Bedarf für eine eigene Richtlinie zur Versorgungssicherheit und Infrastrukturinvestition, durch die die Mitgliedstaaten verpflichtet werden, einen stabilen Rechtsrahmen zu verabschieden. Nur so würden die notwendigen Investitionen in ausreichendem Maße unterstützt und die Einheitlichkeit unter den Mitgliedstaaten gewährleistet.⁸⁶ Während die Mitgliedstaaten nach der EltRL⁸⁷ noch Ermessen haben, ob sie den Elektrizitätsunternehmen Verpflichtungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit auferlegen, sind sie durch die hier vorgeschlagene Richtlinie zu bestimmten Maßnahmen verpflichtet.

Sie müssen nach dem Kommissionsvorschlag etwa

- das Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugungskapazität sicherstellen,⁸⁸
- bezüglich Netzinvestitionen gewährleisten, dass nachfrageseitige Einsparungen Vorrang haben, die Einspeisung aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern bzw. mit Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht, die Lieferantwahl erleichtert sowie die flächendeckende Versorgung zu angemessenen Konditionen sichergestellt wird⁸⁹ und
- die Einhaltung von Mindeststandards für die Netzsicherheit gewährleisten.⁹⁰

Im Hinblick auf den Bau von Verbindungsleitungen sollen nach Vorstellung der Kommission die Übertragungsnetzbetreiber der nationalen Regulierungsbehörde regelmäßig Investitionspläne vorlegen.⁹¹ Nach Erörterung des Plans mit der Kommission und im Rahmen der Gruppe der europäischen Energieregulierungsbehörden genehmigt die nationale Regulie-

⁸² Art. 6 Effizienz-RLV.

⁸³ Art. 7 Effizienz-RLV.

⁸⁴ Vgl. dazu vor allem Art. 4, 5, 6, 14, 15, 16 Effizienz-RL, Ratsdok. 12628/04.

⁸⁵ Vgl. Teil II.5.

⁸⁶ Begründung, KOM (2003), 740, S. 6.

⁸⁷ Art. 3 II EltRL.

⁸⁸ Art. 5 Versorgungss.-RLV.

⁸⁹ Art. 6 Versorgungss.-RLV.

⁹⁰ Art. 4 Versorgungss.-RLV.

⁹¹ Art. 7 I, II Versorgungss.-RLV.

rungsbehörde den ggf. in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber geänderten Plan.⁹² Wenn der Netzbetreiber nicht in der Lage oder nicht gewillt ist, die betreffenden Vorhaben abzuschließen, muss die Regulierungsbehörde befugt sein, finanzielle Sanktionen zu verhängen oder sogar Ausschreibungen vorzunehmen.⁹³ Dies ist momentan einer der Hauptstreitpunkte zwischen der Kommission und dem Rat. Geht es nach dem Rat, können die Übertragungsnetzbetreiber nicht zu Investitionen gezwungen werden.⁹⁴ Die Kommission beharrt jedoch darauf, dass die Marktkräfte alleine nicht ausreichen, um den erforderlichen Verbindungsausbau sicherzustellen. Das Parlament scheint zwar eher mit dem Rat übereinzustimmen, das Ergebnis der Verhandlungen bleibt aber offen.

Folgende Ziele sollten die Mitgliedstaaten nach dem Kommissionsvorschlag beim Erlass der Maßnahmen zur Elektrizitätsversorgungssicherheit in größtmöglichem Maße berücksichtigen:⁹⁵ die grenzüberschreitende Zusammenarbeit, die Eindämmung der steigenden Energienachfrage, die unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung, angemessene Erzeugungskapazitätsreserven, die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien, die Diversifizierung der Elektrizitätserzeugung, die Förderung der Energieeffizienz, die Einführung neuer Technologien, den unterbrechungsfreien Netzbetrieb, die Erneuerung der Netze und schließlich auch die kosteneffiziente Bereitstellung von Energie.

Im Rat wurde der Richtlinienvorschlag insofern abgeändert, dass er sich allein auf Fragen der Versorgungssicherheit beschränkt und somit z. B. die Berücksichtigung von Umweltzielen und Erneuerbaren Energien gestrichen wurde.⁹⁶ Eingeführt wurde dagegen vom Rat, dass auch die geographische Lage der Mitgliedstaaten, das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Maßnahmen sowie die Notwendigkeit liquider Großhandelsmärkte berücksichtigt und administrative Investitionsbarrieren entfernt werden sollen.⁹⁷

Die Zielrichtung des Kommissionsvorschlags war zwar schon immer nur in begrenztem Umfang auch ökologischer Natur,⁹⁸ durch die Änderung des Rates stehen jedoch ausschließlich die Versorgungssicherheit und der funktionierende, integrierte Elektrizitätsmarkt im Fokus. Für einen Wettbewerb zwischen den Unternehmen und für die künftige Sicherheit und Nachhaltigkeit der Elektrizitätsversorgung in der EU sind aus Sicht der Kommission Investitionen vor allem in Übertragungsnetze zwischen Mitgliedstaaten erforderlich.⁹⁹

Auch wenn einige Mitgliedstaaten noch vor Kurzem die Richtlinie als solche bzw. ihren Zeitpunkt in Frage gestellt haben, da ihrer Meinung nach die vollständige Umsetzung des zweiten Binnenmarktpakets erst abgewartet werden sollte, stehen die Zeichen für einen baldigen Gemeinsamen Standpunkt mit dieser entschärften Richtlinie gut.

⁹² Art. 7 III, IV Versorgungss.-RLV.

⁹³ Art. 7 VI Versorgungss.-RLV.

⁹⁴ Art. 7 Versorgungss.-RL, Ratsdok. 13440/04.

⁹⁵ Art. 3 II Versorgungss.-RLV.

⁹⁶ Art. 3, 6 Versorgungss.-RL, Ratsdok. 13440/04.

⁹⁷ Art. 3 II, III, IV Versorgungss.-RL, Ratsdok. 13440/04.

⁹⁸ Begründung, KOM (2003), 740, S. 2, 6.

⁹⁹ Begründung, KOM (2003), 740, S. 6; Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 10, 13.

3.3.3 Verordnung über den Zugang zu den Gasnetzen

Um eine wettbewerbsorientierte Marktstruktur und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss auch bei der Erdgasversorgung eine angemessene Entwicklung des Netzes sichergestellt werden. Ziel soll es sein, allen Kunden der EU den Zugang zu möglichst vielen und nicht nur einer Primärquelle zu ermöglichen. Im Gegensatz zum Elektrizitätsbereich treten hier echte physikalische Engpässe jedoch weitaus seltener auf, sodass sich ein grenzüberschreitender Handel schon durch einen verbesserten Regulierungsrahmen erreichen lässt.¹⁰⁰ Deshalb hat die Kommission vorgeschlagen, als Gegenstück zu der im September 2003 verabschiedeten Stromhandels-VO, auch eine Verordnung über den grenzüberschreitenden Erdgashandel zu erlassen. Sie basiert auf den im Madrider Forum im September 2003 vereinbarten Leitlinien für eine gute Praxis in Bezug auf den Zugang Dritter zu Erdgasnetzen.¹⁰¹ Durch die Verordnung soll einerseits die rechtliche Durchsetzbarkeit, andererseits aber auch die Weiterentwicklung der Leitlinien gesichert werden.¹⁰² Aufgabe der nationalen Regulierungsbehörden wird es sein, wie schon bei der Stromhandels-VO, für die Einhaltung der Verordnung und der erlassenen Leitlinien zu sorgen.¹⁰³ Zwar sollen die nationalen Regulierungsbehörden laut Begründung der Kommission auch bei der Weiterentwicklung der Leitlinien eine wesentliche Rolle spielen, indem sowohl dem Madrider Forum als auch der Gruppe der europäischen Energieregulierungsbehörden eine „offiziell beratende Funktion“ zuteil werden soll.¹⁰⁴ In der Verordnung nach jetzigem Stand ist jedoch nur die Rede davon, dass die Leitlinien im Komitologieverfahren geändert werden und die Kommission bei ihren Aufgaben von dem in der Stromhandelsverordnung eingesetzten Ausschuss unterstützt wird.¹⁰⁵ Von einer offiziell beratenden Funktion spricht der Vorschlag weder für das Forum noch für die Gruppe der Regulierungsbehörden.

Des Weiteren soll die Verordnung Regelungen enthalten, die die notwendigen Dienstleistungen für den Netzzugang Dritter festlegen¹⁰⁶, Grundsätze für die Kapazitätszuweisung und das Engpassmanagement vorsehen¹⁰⁷ sowie Transparenzanforderungen für Fernleitungsnetzbetreiber aufstellen¹⁰⁸. Einzelheiten dazu bestimmen die Leitlinien, die sich im Anhang des Verordnungsvorschlags befinden und jederzeit im Komitologieverfahren (Regelungsausschussverfahren)¹⁰⁹ geändert werden können¹¹⁰.

¹⁰⁰ Erwägungsgrund Nr. 1 Gem. Standpkt. Gashandels-VO; Mitteilung, KOM (2003), 743, S. 15.

¹⁰¹ The Guidelines für Good TPA Practice, Annex 1 zu: Conclusions of the 7th meeting of the European Gas Regulatory Forum, Madrid, 24./25.9.2003, S. 7–19, abzurufen unter: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/doc-7/00_madrid7_conclusions.pdf.

¹⁰² Begründung, KOM (2003), 741, S. 4.

¹⁰³ Art. 10 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰⁴ Begründung, KOM (2003), 741, S. 5, 6.

¹⁰⁵ Art. 9 II i. V. m. Art. 14 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰⁶ Art. 4 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰⁷ Art. 5 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰⁸ Art. 6 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹⁰⁹ Art. 5, 7 i. V. m. Art. 8 des Beschlusses 1999/468/EG, ABl. 1999 L 184, S. 23 ff.

¹¹⁰ Art. 9 I, II i. V. m. Art. 14 II Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

Darüber hinaus soll die Verordnung Grundsätze für transparente und angemessene Netzzugangsentgelte¹¹¹ enthalten sowie für gerechte Ausgleichsregeln für Mengenabweichungen und Ausgleichsentgelte¹¹² sorgen. Details zu diesen Punkten sollten gemäß dem Vorschlag der Kommission ebenfalls in zukünftigen Leitlinien geregelt werden. Dies hat der Rat in seinem Gemeinsamen Standpunkt jedoch nicht mit aufgenommen. Damit und durch die Vorgabe, dass die bestehenden Leitlinien nicht vor dem 01.07.2007 geändert werden dürfen,¹¹³ hat er die Handlungsmöglichkeiten der Kommission etwas begrenzt, was von ihr aber akzeptiert wurde.¹¹⁴

Zusätzlich wurden mit dem Gemeinsamen Standpunkt Ausnahmeregelungen in die Verordnung eingeführt, die eine Kollision mit der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie verhindern sollen.¹¹⁵ Außerdem wurde das Inkrafttreten der Verordnung im Vergleich zum Vorschlag der Kommission um ein Jahr auf den 01.07.2006 verschoben.

3.3.4 Leitlinien für transeuropäische Netze

Der Beitritt der zehn neuen Mitgliedstaaten hat eine erneute Änderung der Leitlinien für die transeuropäischen Netze erforderlich gemacht. In dem neuen Kommissionsvorschlag ist vor allem die Finanzierung von Vorhaben vorgesehen, die für die erweiterte Union von gemeinsamem Interesse sind, und so für eine Einbeziehung der Beitrittsländer in den europäischen Energiebinnenmarkt gesorgt. Die Kommission bekommt die Möglichkeit, den grenzüberschreitenden Vorhaben, die erhebliche Auswirkungen auf die Integration der Netze haben, durch ein sog. „Europäisches Interesse“ oberste Priorität beizumessen.¹¹⁶ Diese Vorhaben sind in Anhang IV des Kommissionsvorschlags aufgeführt. Um solche Projekte möglichst schnell umsetzen zu können, sollen sie vorrangig in den Genuss von europäischen Finanzhilfen kommen¹¹⁷ und ihre Genehmigungsverfahren sollen zweckmäßig gestrafft werden.¹¹⁸ Außerdem kann die Kommission zur Unterstützung vorrangiger Projekte einen Koordinator einsetzen.¹¹⁹ Damit soll Problemen entgegengewirkt werden, die mit unterschiedlicher Zeitplanung, Gewichtung und Methodik für die Analyse grenzüberschreitender Projekte zusammenhängen.¹²⁰

Der Rat befürchtet einen zu hohen bürokratischen Aufwand dieser Maßnahmen.¹²¹ Die Kommission hält jedoch weiterhin am Koordinator und ihrer Erklärung zu den „Europäischen Interessen“ fest, will jedoch über die Anhänge 1 bis 4 mit sich reden lassen.

¹¹¹ Art. 3 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹¹² Art. 7 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹¹³ Art. 17 S. 2 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹¹⁴ Mitteilung der Kommission betreffend den Gem. Standpkt., KOM (2004) 760, S. 7,8.

¹¹⁵ Art. 16 Gem. Standpkt. Gashandels-VO.

¹¹⁶ Art. 8 Leitlinien-V.

¹¹⁷ Art. 8 II – V Leitlinien-V.

¹¹⁸ Art. 9 III Leitlinien-V.

¹¹⁹ Art. 10 Leitlinien-V.

¹²⁰ Begründung, KOM (2003), 742, S. 8.

¹²¹ Allg. Ausrichtung des Rates vom 20.9.2004.

4 Reform des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes

4.1 Reformüberlegung des Bundeswirtschaftsministeriums im Monitoringbericht und Referentenentwurf zum EnWG

Sowohl der Referentenentwurf zum EnWG¹²² als auch der vorherige Monitoringbericht¹²³ des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWA) haben gezeigt, dass sich das Ministerium bei seinen Vorschlägen für die Reform des deutschen Energierechts an folgenden Leitlinien orientiert hat: Ziel der Regulierung bleibt die klassische energierechtliche Trias Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit. Hauptaufgabe der Regulierung ist die Sicherstellung eines effektiven, fairen und diskriminierungsfreien Netzzugangs. Die Regulierung belässt Netzbetrieb und -ausbau in der unternehmerischen Verantwortung, weshalb bürokratischer Aufwand minimiert werden und die Regulierung kooperativ unter Einbeziehung privaten Sachverständigen erfolgen soll. Ferner bedarf es eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Rechtssicherheit und Flexibilität.

Vor diesem Hintergrund sprach sich das BMWA¹²⁴ für eine Methodenregulierung mit einer Kombination von gesetzlichen bzw. verordnungsrechtlichen Vorgaben und administrativen ex-ante- bzw. ex-post-Kontrollen aus.¹²⁵ Hierbei meinte das BMWA jedenfalls für den Stromsektor in einzelnen Bereichen auf einzelne Bestandteile der bisherigen Verbändevereinbarungen zurückgreifen zu können,¹²⁶ ohne jedoch zu verkennen, dass insbesondere der Grundsatz der rationellen Netzbetriebsführung weiterentwickelt werden muss.¹²⁷

Zuständig für die Methodenregulierung und die Durchführung der Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel sollte die bisherige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) sein.¹²⁸ Im Bereich der ex-post-Aufsicht zog das BMWA zumindest eine teilweise Aufgabenteilung mit Länderbehörden nach dem Muster der kartellbehördlichen Zuständigkeitsordnung aufgrund ihrer Erfahrung in Betracht.¹²⁹ Widerstreitende Entscheidungen zwischen der RegTP und den bislang das GWB bzw. das europäische Wettbewerbsrecht vollziehenden Kartellbehörden sollten möglichst vermieden werden. Ebenso

¹²² §§ 1; 12; 13 Referentenentwurf zum Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung v. 26.02.2004 („EnWG-RefE“), abrufbar unter: www.bmwi.de.

¹²³ BMWA 2003: 46.

¹²⁴ §§ 26, 27, 25 i. V. m. § 17 III und § 20 VI EnWG-RefE; BMWA 2003: 53 ff.

¹²⁵ Zu einem stärker dem Konzept der regulierten Selbstregulierung bzw. Koregulierung verbundenen Alternativmodell: Schneider 2003b: 381, 395 ff.

¹²⁶ BMWA 2003: 47: Prinzipien der Netznutzung wie Transaktionsunabhängigkeit, Grundsätze der Entgeltkalkulation wie Kostenwälzung und substanzhaltende Bewertung der Anlagegüter, Grundsätze des Bilanzausgleichs, Lastprofile für Kleinkunden, Sicherstellung von Interoperabilität der Übertragungsnetze.

¹²⁷ BMWA 2003: 48: Regeln für Kostenabgrenzungen und -zuordnungen, belastbare Benchmarkingmechanismen, Kapitalverzinsung, Prüfung von Formen der im Ausland verbreiteten Anreizregulierung; zu letzterem s. Schneider 1999: 209 ff.

¹²⁸ §§ 49; 51 EnWG-RefE i. V. m. § 1 RefE zum Gesetz zur Organisation der Bundesregulierungsbehörde; Begründung EnWG-RefE, S. 65; BMWA 2003: 56 ff.

¹²⁹ Zum Beispiel: § 35 EnWG-RefE; Begründung EnWG-RefE, S. 91; hierzu und zum Folgenden: BMWA 2003: 56 ff.

sollte es nicht zu einer gerichtlichen Rechtswegspaltung kommen, sodass das BMWA für den Energiesektor an eine Kontrolle der Entscheidungen der RegTP nicht durch die Verwaltungs-, sondern die Zivilgerichtsbarkeit dachte.¹³⁰ Zwar wäre damit der gleiche Rechtsweg gegeben wie für Ansprüche der Betroffenen auf Netzanschluss und -zugang, allerdings ergäbe sich dadurch ein vom BMWA nicht erörterter Widerspruch zum mittlerweile in Kraft getretenen neuen Telekommunikationsgesetz.¹³¹

4.2 Regierungsentwurf und weitere Entwicklung der EnWG-Novelle

Obwohl die Energiebinnenmarkttrichtlinien und die Stromhandels-VO bis zum 01.07.2004 hätten umgesetzt sein müssen, wurde ein erster Regierungsentwurf¹³² zum EnWG erst am 28.07.2004 beschlossen. Hintergrund für diese Verzögerung sind erhebliche Unstimmigkeiten innerhalb der Regierung über die gesamte Energiepolitik gewesen. Große Überraschungen enthielt der Regierungsentwurf nicht, orientierte er sich doch an den vom Bundesministerium gemachten Vorgaben.

Im Gesetzgebungsverfahren ergaben sich Änderungen außer in diversen Einzelaspekten vor allem mit der Einführung einer ex-ante-Netzentgeltregulierung und mit der Zuständigkeitsteilung zwischen der zur Bundesnetzagentur umbenannten Regulierungsbehörde und den Ländern.¹³³ Das neue Energiewirtschaftsgesetz ist schließlich am 13.07.2005 in Kraft getreten.¹³⁴ Neben der rechtlichen, informatorischen und kalkulatorischen, aber nicht eigentumsrechtlichen Entflechtung des Netzbetriebs,¹³⁵ einer Grundversorgungspflicht zugunsten der Letztverbraucher¹³⁶ und der weiterhin streitigen Stromkennzeichnung¹³⁷ sind vor allem die Regelungen zum Netzzugang¹³⁸ erwähnenswert. Hier hat man sich für eine normierende Methodenregulierung entschieden, bei der Kostenorientierung und Vergleichsmarktprinzip miteinander verbunden werden. Zugleich sollen aber auch die Kosten einer energiewirtschaftlich rationalen Betriebsführung beachtet werden. Ursprünglich war nur eine ex-post-Entgeltregulierung vorgesehen, wozu der EnWG-Entwurf Vorschriften zur behördlichen Missbrauchsuntersagung, Mehrerlösabschöpfung, zum Unterlassungs- und Schadensersatzanspruch sowie zu Verbandsklagen beinhaltet.¹³⁹ Letztlich setzte sich der Bundes-

¹³⁰ § 70 IV EnWG-RefE; Begründung EnWG-RefE, S. 66, 98.

¹³¹ Vgl. § 40 VwGO i. V. m. § 137 III TKG.

¹³² Entwurf der Bundesregierung zum Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung v. 28.07.2004 („EnWG-RegE“), ergänzt durch: Verordnungsentwurf über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen („StromNZV“), 2) Verordnungsentwurf über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen („StromNEV“) und 3) Verordnungsentwurf über den Zugang von Gasversorgungsnetzen („GasNZV“), alle Entwürfe abrufbar unter: www.bmwi.de.

¹³³ Einführend dazu: Kühling/el-Barudi 2005: 1470 ff.

¹³⁴ BGBl. I 2005, 1970.

¹³⁵ §§ 6 ff. EnWG 2005.

¹³⁶ § 36 EnWG 2005.

¹³⁷ § 42 EnWG 2005.

¹³⁸ §§ 20 ff. EnWG 2005, StromNZV, StromNEV, GasNZV.

¹³⁹ §§ 30 II, 31; 33 f.; 32 I, III; 32 II, 34 EnWG-RegE.

rat mit seiner Forderung nach einer ex-ante-Entgeltregulierung durch.¹⁴⁰ Ferner ist der Übergang zu einer komplexen Anreizregulierung im Gesetz vorgesehen.¹⁴¹ Er soll mittels einer möglichst binnen zwei Jahren zu erlassenden Rechtsverordnung auf der Basis eines Berichts der Bundesnetzagentur vollzogen werden. Zuständig für die Netzentgeltregulierung sind, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitäts- und Gasverteilernetze mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder im Fall länderübergreifender Netze die Bundesnetzagentur und im Übrigen die Landesbehörden.¹⁴² Hierdurch wird ein föderaler Regulierungsverbund mit neuartigen, raumrelevanten Koordinationsproblemen geschaffen.

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW)¹⁴³ bemängelte im Gesetzgebungsverfahren, dass der gesetzliche Regulierungsrahmen zu weit sei, um die wünschenswerte Rechts- und Planungssicherheit zu garantieren. Streitigkeiten vor Gericht könnten nur durch klare Festlegungen verhindert werden. Wünschenswert war aus Sicht des Verbandes, die Methoden für die Festlegung der Bedingung für den Netzzugang und für Netzentgelte direkt im EnWG oder jedenfalls auf Verordnungsebene festzulegen und damit dem Verordnungsgeber bzw. der Regulierungsbehörde einen nicht so weiten Spielraum zu überlassen.

Regulierungstheoretisch ist jedoch der Wunsch der Verbände und der Versuch der Regierung, auf normativer Ebene weitestgehende Rechtssicherheit zu schaffen, als zweifelhaft einzustufen. Sicher müssen gesetzlich die prinzipiellen Maßstäbe und ggf. Antworten auf einzelne besonders umstrittene Einzelfragen bestimmt werden. Angesichts der dynamischen Entwicklung der Strommarktliberalisierung sollte jedoch der notwendige Flexibilitätsbedarf nicht missachtet werden. Deutschland läuft Gefahr, eine unzureichend strukturierte Selbstregulierung mittels Verbändevereinbarungen durch ein rigides Prokrustesbett zu ersetzen, dessen Sachangemessenheit vom aktuellen, wenig transparenten Einfluss der einschlägigen Interessengruppen abhängt. Damit werden vermutlich Chancen für eine moderne Form regulierter Selbstregulierung bzw. Koregulierung im Energiebereich erneut vergeben.¹⁴⁴

¹⁴⁰ § 23 a EnWG 2005; Gegenäußerung der BReg zur Stellungnahme des BRates zu Art. 1 Nr. 28 (§ 21 EnWG), S. 10, abzurufen unter: www.bmwi.de.

¹⁴¹ § 21 a EnWG 2005.

¹⁴² § 54 I, II 1 und 2 i. V. m. §§ 23 a EnWG 2005.

¹⁴³ VDEW zum Entwurf der EnWG-Novelle „Strommarkt braucht Rechtssicherheit für notwendige Investitionen“ v. 19.03.2004; VKU 2004: 2.

¹⁴⁴ S. Schneider 2003b: 395 ff.

5 Fazit

Die in diesem Beitrag dargestellten Veränderungen des Ordnungsrahmens führen zunächst zu einer strikteren und formalisierteren Regulierung des Energiesektors. Damit soll unter anderem das Ziel einer weitergehenden tatsächlichen Marktöffnung erreicht werden. Ein zentraler Aspekt ist dabei die stärkere Entflechtung der Unternehmen, was vor allem für kommunale Versorgungsunternehmen und aus kommunalpolitischer Sicht besonders kritisch ist. Jedenfalls mittelfristig kommt es durch die Neuerungen zu einer Stärkung sektor-spezifischer Regelungsansätze gegenüber dem allgemeinen Kartellrecht.

Besondere Betonung findet im neuen Ordnungsrahmen die Energieeffizienz und Versorgungssicherheit. Hierbei handelt es sich um besonders raumbedeutsame Aspekte mit Koordinierungsbedarf zur klassischen Raumplanung. Dies gilt insbesondere für den ebenfalls in den Bereich der Versorgungssicherheit fallenden Infrastrukturausbau im Rahmen der Trans-europäischen Netze.

In europäischer Perspektive zeichnet sich im Energiesektor die Entwicklung eines vertikalen und horizontalen Regulierungsverbundes ab, da eine zunehmende Verkopplung der nationalen und der europäischen Ebene sowie zwischen den Mitgliedstaaten stattfindet. Sowohl die sich daraus ergebende räumliche Erweiterung als auch das Hinzutreten neuer Marktakteure führt zu einer erheblichen Erweiterung des energierechtlichen Zielkanons. Diese Entwicklung sorgt für eine allmähliche Transnationalisierung der Definition öffentlicher Interessen oder kurz gesagt zu einer Europäisierung des – nicht zuletzt raumbedeutsamen – Gemeinwohls.

Literatur

- Baur, J. F. (2003): Die Beschleunigungsrichtlinien – Auswirkungen auf das deutsche Energierecht. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 2003, H. 10, S. 670-675.
- BMWA (2003) : Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoringbericht). <http://www.bmwi.de>.
- Büdenbender, U. (2003): Nationalrechtliche Regulierung des Netzzugangs in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 2003, H. 9 Special, S. 2-16.
- Bullinger, M. (2003): Französischer service public und deutsche Daseinsvorsorge. In: Juristische Zeitschrift (JZ) 2003, H. 12, S. 597-604.
- Ehricke, U. (2005): Anmerkungen zu dem Vorschlag für eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen aus der Sicht des Kartell- und Wettbewerbsrechts. In: InfrastrukturRecht (IR) 2005, H. 1, S. 2-5.
- EURELECTRIC (2003): Security of Supply, A Key Issue for the European Electricity Industry. Stand: Dezember 2003. <http://public.eurelectric.org/Content/Default.asp?PageID=172>.
- EURELECTRIC (2004): Position Paper on the proposed Directive concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investments. Stand: März 2004. <http://public.eurelectric.org/Content/Default.asp?PageID=172>.
- Hauschild, M. (1999): Das neue Komitologieverfahren. In: Zeitschrift für Gesetzgebung (ZG) 1999, S. 248-252.
- Koenig, C.; Haratsch, A. (2000): Europarecht.

- Koenig, C.; Kühling, J.; Rasbach, W. (2003): Versorgungssicherheit im Wettbewerb – Ein Vergleich der gemeinschaftsrechtlichen, französischen und deutschen Energierechtsordnungen. In: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER) 2003, H. 1, S. 3-12.
- Kühling, J.; el-Barudi, S.(2005): Das runderneuerte Energiewirtschaftsgesetz – Zentrale Neuerungen und erste Probleme – (DVBl.) 2005, H. 23, S. 1470-1482.
- Kühne, G. (2002): Gemeinschaftsrechtlicher Ordnungsrahmen der Energiewirtschaft zwischen Wettbewerb und Gemeinwohl. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2002, H. 10/11, S. 257-264.
- Lecheler, H.; Gundel, J. (2001): Staatliche Regulierung des Energiemarktes?. In: Europäisches Wirtschafts- und Steuerrecht (EWS) 2001, H. 6, S. 249-256.
- Mombaur, P. M.; Balke, J. (2003): EU-Binnenmarkt für Strom und Gas: Ursprung und wirklicher Inhalt des jetzt verabschiedeten neuen Gemeinschaftsrecht. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2003, H. 7, S. 161-163.
- Neveling, S.; Theobald, C. (2002): Aktuelle Entwicklung des europäischen Energiehandels: Die Vorschläge der EG-Kommission zur Anpassung der Strom- und Gasrichtlinien. In: Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW) 2002, H. 4, S. 106-112.
- Rosin, P.; Krause, M. (2003): Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinie Elektrizität an eine ex-ante Regulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 2003, H. 9 Special, S. 17-24.
- Schneider, J.-P. (1999): Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation.
- Schneider, J.-P. (2003a): § 2 Vorgaben des europäischen Energierechts. In: Schneider, J.-P.; Theobald, C. (Hrsg.): Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft.
- Schneider, J.-P. (2003b): Kooperative Netzzugangsregulierung und europäische Verbundveraltung im Elektrizitätsbinnenmarkt. In: Zeitschrift für Wettbewerbsrecht (ZWeR) 2003, H. 4, S. 381-410.
- Schneider, J.-P. (2004): Aktuelle europäische Vorschläge zur Änderung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. In: Leprich, U.; Georgi, H.; Evers, E. (Hrsg.): Strommarktliberalisierung durch Netzregulierung (Energierecht und Energiewirtschaft Band 4), S. 45-61.
- Schneider, J.-P.; Prater, J. (2004): Das europäische Energierecht im Wandel – Die Vorgaben der EG für die Reform des EnWG. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2004, H. 3, S. 57-64.
- Schroeder-Czaja, H. (2004): Integration Mittelosteuropas in den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Schütz, R.; Tüngler, S. (2003): Die geplante Novelle des EU-Energierechts – Inhalte und Umsetzungsbedarf. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2003, H. 4/5, S. 98-106.
- VDEW, VDN, VRE (2004): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts. Stand: 15.3.2004. <http://www.strom.de>.
- VKU (2004): Vorläufige Stellungnahme des Verbands kommunaler Unternehmen zum Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des EnWG. Stand: 16.3.2004. <http://www.vku.de>.
- Wehser, S. (2004): Langfristige Maßnahmen der Investitionsvorsorge im liberalisierten Strommarkt am Beispiel der USA. (Forum Energierecht, Bd. 10).

Georg Förster, Ulrich Fahl

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg

Gliederung

- 1 Einleitung
 - 2 Rahmendaten
 - 2.1 Modelltechnische Annahmen
 - 2.2 Energiepolitik
 - 2.3 Sozioökonomische Rahmendaten
 - 2.4 Stromerzeugungskosten
 - 2.5 Entwicklung Stromverbrauch
 - 3 Szenarienbeschreibung
 - 3.1 Allgemeines zu den Szenarien
 - 3.2 Das „Fossil“-Szenario
 - 3.3 Das „REG“-Szenario
 - 3.4 Vergleichende Darstellung von „Fossil“- und „REG“-Szenario
 - 4 Auswirkungen auf die Stromnetze
 - 4.1 Installierte und gesicherte Windenergieleistung bis zum Jahr 2015
 - 4.2 Infrastrukturelle Auswirkungen auf die Stromnetze und die Kraftwerke
 - 4.3 Konsequenzen für den Stromnetzbetrieb
 - 5 Fazit
- Literatur

1 Einleitung

Die Aufgabe dieses Beitrages besteht in der Darstellung der möglichen Veränderungen bei der Stromerzeugung infolge der Liberalisierung des Strommarktes und der Vereinbarung zum Ausstieg der Kernenergienutzung. Dabei sollen auch Aussagen bezüglich der Stromnachfrage gemacht werden, da diese wiederum einen entscheidenden Einfluss auf den Umfang der notwendigen Stromversorgung hat. Darüber hinaus werden noch Hinweise gegeben, welche Auswirkungen sich auf die Stromnetze ergeben. Damit dient dieser Beitrag als Informationsgrundlage für die weiterführenden Beiträge von Fromme und Tietz in diesem Band. Die wesentlichen Ergebnisse werden an Hand von zwei Szenarien für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 beschrieben.

Der Sinn der beiden im Folgenden beschriebenen Szenarien liegt darin, die Bandbreite möglicher Entwicklung bei der Deckung des Strombedarfs aufzuzeigen. Das bedeutet, dass durch sie zwei denkbare Randpositionen dargestellt werden, die im Wesentlichen eine mehr zentral bzw. mehr dezentral orientierte Stromversorgung verkörpern. Dazwischen sind sämtliche Abstufungen vorstellbar. Mit den beiden Szenarien soll auch keine Wertung bezüglich einer wünschenswerten oder notwendigen Veränderung unseres derzeitigen Stromversorgungssystems vorgenommen werden. In diesem Kontext werden demnach auch keine Handlungsempfehlungen gegeben oder Kostenberechnungen durchgeführt.

Die nachfolgend aufgeführten beiden Szenarien entstammen größtenteils aus den Arbeiten der Enquetekommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ (Prognos; IER; WI 2002). Im gleichnamigen Abschlussbericht befindet sich eine Vielzahl weiterer potenzieller Entwicklungspfade zu mehr Nachhaltigkeit bei der Energieversorgung mit Angaben zu wirtschaftlichen und technischen Potenzialen sowie praktischen und politischen Handlungsoptionen. Da in dem hier vorliegenden Bericht die raumstrukturellen Auswirkungen in Folge möglicher Veränderungen innerhalb der Stromversorgung im Vordergrund stehen, gehen die Ergebnisse des Abschlussberichts der Enquetekommission weit über die hier benötigten Informationen hinaus.

2 Rahmendaten

2.1 Modelltechnische Annahmen

Der für die Szenariorechnungen verwendete Modellansatz simuliert einen vollständig wettbewerblich strukturierten Strommarkt innerhalb des gesamten Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland. Die Investitionsentscheidungen werden unter der Maßgabe der langfristig niedrigsten Erzeugungskosten bei vollständiger Voraussicht getroffen (Brennstoffpreise der Zukunft sind zum Investitionszeitpunkt bekannt). Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt nach Maßgabe der niedrigsten variablen Betriebskosten (kurzfristige Grenzkosten). Das Modell ist ein 2-Punkt-Modell für Deutschland (West- und Ostdeutschland), sodass ein konkreter Ortsbezug in der Regel fehlt. Bezüglich der Netzentgelte wird ein von der Transportentfernung unabhängiger „Briefmarkentarif“ vorausgesetzt. Transportkosten für die Brennstoffe, die in der Stromerzeugung eingesetzt werden, werden für die Steinkohle und das Erdgas insoweit berücksichtigt, dass bei der Steinkohle zwischen küstennaher und küstenferner Verstromung (Schiffs-/Bahntransport) differenziert wird. Beim Erdgas ergeben sich die Transportkosten entsprechend der vorhandenen und zusätzlich benötigten Netzkapazitäten und den damit einhergehenden Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gasverbrauchs in den übrigen Sektoren. Des Weiteren werden z. B. unterschiedliche Stromimportmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien entsprechend der Herkunft (Norwegen, Island, Mittelmeerraum usw.) als Bezugsoptionen angeboten, die Stromerzeugung aus Windenergie wird sowohl offshore als auch onshore entsprechend der Windgeschwindigkeitsverteilung in unterschiedliche Klassen eingeteilt. Netzanbindungskosten sind hier jeweils mit in die Kostenbetrachtungen aufgenommen. Die Photovoltaik kann sowohl auf Freiflächen als auch auf Dachflächen jeweils mit zwei unterschiedlichen Technologien zum Einsatz kommen.

Für die Szenariorechnungen wird im Deutschland-Modell das Jahr 1990 als Basisjahr verwendet. Das erste Modelljahr ist das Jahr 1995, das auch zusammen mit Informationen für das Jahr 2000 als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet wurde. Dies bedeutet, dass das Modell für die beiden ersten berechneten Jahre 1995 und 2000 als Ergebnis nahezu exakt die Energiebilanz Deutschlands ausweist. Weitere Betrachtungsjahre sind 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Innerhalb dieser Stützjahre erfolgt eine weitere zeitliche Unterteilung in die vier Jahresperioden Sommer, Winter, Übergang und Höchstlast. Innerhalb der Perioden wird der typische Tag in fünf Zeitsegmente aufgeteilt. Die dabei verwendete Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmenannahmen sowie der Grenzübergangswerte für die Energiepreise ist in Tabelle 1 dargestellt (s. nächste Seite).

2.2 Energiepolitik

Sowohl die Energiepolitik als auch die Energieversorgung werden in zunehmendem Maß durch die Europäische Union beeinflusst. Dies betrifft insbesondere die Rahmengesetzgebung in der Wettbewerbs- und Umweltpolitik sowie die gemeinsame Führungsrolle im globalen Klimaschutzprozess. Die gemeinsamen Ziele wie ein funktionierender Binnenmarkt für Strom und Gas, der verstärkte Einsatz regenerativer Energiequellen, die Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Reduzierung von Schadstoffemissionen erfordert zunehmend ein koordiniertes Handeln innerhalb der EU. Mit dem ab 2005 eingeführten EU-weiten Emissionshandel sowie durch vorgesehene Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit werden neue Handlungsfelder für eine europäische Energiepolitik offensichtlich. Trotz dieser Tendenzen werden die Strom- und Gasmärkte auch zukünftig national orientiert und organisiert bleiben, auch wenn die großen Energieversorgungsunternehmen weiterhin ihre Geschäftsfelder im internationalen Bereich ausweiten werden. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet und dass der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg, über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen, auch weiterhin verfolgt wird.

In diesem Sinne werden ordnungspolitische Vorgaben, wie z. B. die Energieeinsparverordnung, den technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gelten als gesetzliche Regelung zumindest bis zum Jahr 2010.

Der folgende Teil an Annahmen ist für die in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien teilweise unterschiedlich.

Eine weitere Erhöhung der Ökosteuer über den derzeitigen Umfang hinaus wird ausgeschlossen. Die übrigen Energiesteuern (Mineralölsteuer, Erdgassteuer) werden dem Index der Lebenshaltungskosten angepasst, also real konstant gehalten. Für die Stein- und Braunkohle werden keine neuen oder zusätzlichen Schutzmaßnahmen ergriffen.

Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 sowie der Novelle des Atomgesetzes vom 27. April 2002 aus. Demnach ist die Laufzeit der bestehenden

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung

Tab. 1: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. EUR)	2.023	2.221	2.438	2.882	3.286	3.989
BIP pro Kopf (EUR)	24.611	27.019	29.695	35.668	42.182	58.835
Veränderungen p. a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. EUR)	1,9 %	1,9 %	1,7 %	1,3 %	1,0 %	1,4 %
BIP pro Kopf (EUR)	1,9 %	1,9 %	1,8 %	1,7 %	1,7 %	1,8 %
Arbeitsmarktdaten						
	1998		2010	2020	2030	2050
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
sektorale Wirtschaftsleistung (Struktur in %)						
	1998		2010	2020	2030	2050
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	100,0	k.A.	100,0	100,0	100,0	100,0
Wohnflächen						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio. m ²)	1.880	2.016	2.155	2.425	2.493	2.356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohnggeb.) (Mio m ²)	1.428	1.505	1.578	1.717	1.738	1.616
Summe	3.308	3.521	3.733	4.142	4.231	3.972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	968,1	1.034,0	1.090,7	1.138,2	1.139,1	1.026,9
Güterverkehr (Mrd. tkm)	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (EUR/GJ)						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,2	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Kernkraftwerke beschränkt und es werden keine Genehmigungen mehr für die Neuerrichtung von Kernkraftwerken erteilt. Demnach wird die Kernenergie in dem Zeitraum nach 2020 keinen Beitrag mehr zur Stromerzeugung leisten.

Bezüglich der Verfügbarkeit von Erdgas und Erdöl bis zum Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass politisch bedingte Verknappungen nicht eintreten.

2.3 Sozioökonomische Rahmendaten

Den Szenarien wurde eine Reihe sozioökonomischer Rahmendaten zugrunde gelegt. Diese beziehen sich auf die langfristige demographische Entwicklung, das gesamtwirtschaftliche und sektorale Produktionswachstum, die Wohnflächenentwicklung, die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Veränderung der Preise für die importierten fossilen Energieträger (Tabelle 1). Diese Rahmendaten werden für die Modellrechnung als Eingangsgrößen benötigt. Durch sie wird die Berechnung der Szenarien maßgeblich beeinflusst. Aus heutiger Sicht erscheint die Festlegung dieser Rahmendaten zumindest in ihrer jeweiligen tendenziellen Entwicklung, die für die Modellrechnung quantifiziert werden muss, als wahrscheinlich.

Bis zum Jahr 2050 wird von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland ausgegangen. Das bedeutet, dass die Wohnbevölkerung von derzeit ca. 82 Millionen auf ca. 68 Millionen Menschen absinken wird. Im gleichen Zeitraum soll sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von gut 1,3 %/a das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu verdoppeln. Damit würde das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4-fache steigen.

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So werden sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungsbereichen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

Bei Fortsetzung des Trends einer steigenden Wohnfläche pro Einwohner (40,2 m² in 2000 und 58,6 m² in 2050) steigt die gesamte Wohnfläche bis 2030 weiter an, um dann im Zusammenhang mit der rückläufigen Bevölkerungszahl auf 3.970 Mio. m² im Jahr 2050 zurückzugehen. Damit ist die Wohnfläche am Ende des Betrachtungszeitraumes etwa 20 % größer als heute.

Die Entwicklung der Personenverkehrsleistung (Angabe in Personen-Kilometer, Pkm) wird ähnlich wie die Wohnflächenentwicklung von der Bevölkerungsentwicklung geprägt. Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm weiter auf etwa 1.140 Mrd. Pkm (+18 %) im Jahr 2020, um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1.030 Mrd. Pkm zurückzugehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, sodass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte wie die auf Grund zunehmender nationaler und internationaler Arbeitsteilung steigende Transportintensität und eine aufgrund des wirtschaft-

lichen Strukturwandels (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) rückläufige Transportintensität, die in der Summe dazu führen, dass die Güterverkehrsleistung sich parallel zum Bruttoinlandsprodukt entwickelt.

Eine weitere wichtige Vorgabe betrifft die mittel- und langfristige Entwicklung der (realen) Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Unterstellt wird ein kontinuierlicher Preisanstieg, der aufgrund der Ressourcensituation bei Erdöl und Erdgas mit durchschnittlich 1,7 bzw. 1,9 %/a etwa doppelt so hoch ausfällt wie bei der Steinkohle (0,9 %/a).

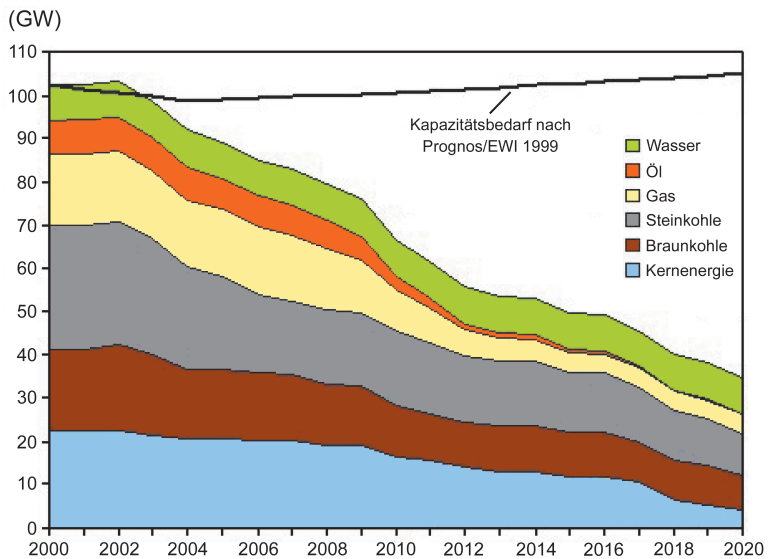
Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegen die realen Importpreise von Erdöl bei 230 %, von Erdgas bei 260 % und von Steinkohle bei 150 % des heutigen Niveaus.

Prinzipiell bestehen in allen Bereichen der Energiewandlung und Energieanwendung Möglichkeiten der Energieeffizienzverbesserungen, wobei allerdings die Potenziale sowie die Kosten ihrer Erschließung durchaus unterschiedlich sein können. Hinzu kommt, dass effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. effizientere Energietechniken in der Regel nur im Zuge von Erneuerungsmaßnahmen im Rahmen des Reinvestitionszyklus realisiert werden. Aus der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerkskapazitäten ergeben sich somit die Ersatzkapazitäten, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und den Energieträgerpreiserwartungen vorgenommen werden. Diese Neubaukapazitäten sind für die einzelnen Stromerzeugungsarten in Abb. 1 dargestellt.

2.4 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen sind maßgeblich für die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Struktur der Stromerzeugung in einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt verantwortlich. Diese wiederum werden bestimmt durch die Brennstoffkosten, den Wirkungsgrad des Kraftwerks, die sonstigen Betriebskosten und die Investitionskosten des Kraftwerks. Die technisch-ökonomischen Entwicklungen der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen sind in der Tabelle 2 und der Tabelle 3 dargestellt. Bei Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung solarer Strahlungsenergie sind weiterhin die energieangebotsseitigen Beschränkungen relevant, die den Jahresenergieertrag begrenzen.

Abb. 1: Sterbelinie des öffentlichen Kraftwerksparks in Deutschland



Neben den in der Tabelle 2 und Tabelle 3 (s. S. 110) aufgeführten technisch-ökonomischen Daten der Anlagen sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Technologien auch Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk relevant. Zur Orientierung sind in der Tabelle 4 (s. S. 111) mittlere Stromgestehungskosten der jeweiligen Kraftwerke in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung dargestellt. Ausgehend von den in Tabelle 1 vorgegebenen Grenzübergangswerten für Steinkohle und Erdgas werden für die Steinkohle mittlere Transportkostenaufschläge von 30 % sowie für das Erdgas mittlere Transportkosten von 0,02 Euro/kWh angenommen.

Die Tabelle 4 zeigt, dass bei einer Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahr 2010 die Reihenfolge in der Grundlaststromerzeugung (7500 h/a) bei den Stromgestehungskosten die Steinkohle-Kraftwerke vor den Erdgas- und Braunkohle-Kraftwerken liegen. Mit den wesent-

Tab. 2: Technisch-ökonomische Rahmendaten von Stromerzeugungsanlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	700	750	800	900
Eta	%	45	47	51	52
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.202	1.099	971	946
Braunkohle-Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	965	980	1.000	1.200
Eta	%	44,5	46	50	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.329	1.278	1.227	1.176
Erdgas GuD					
Kapazität	MWel	650	780	800	800
Eta	%	57,5	59,5	61,5	62,5
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	537	435	409	383
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DB, STC)	kWp	592	562	562	562
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp	5.113	2.940	1.278	971
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kWp	1.000	2.000	3.000	3.000
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp	1.058	741	716	690
Windenergiekonverter (Offshore)					
Leistung	kWp		20 x 3.000	20 x 4.000	20 x 4.000
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp		920-1.023	844-936	767-854

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tab. 3: Technisch-ökonomische Rahmendaten von KWK-Anlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	45	45	46	47
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	35	35	36	37
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.110	1.104	1.099	1.094
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	45	44	44	43,5
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	562	511	486	455
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.227	1.222	1.217	1.212
Holz-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	11,5	11,5	11,5	11,5
el. Wirkungsgrad	%	21	22	23	24
therm. Wirkungsgrad	%	64	65	65	65
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	2.710	2.700	2.690	2.680

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

lich verbesserten Braunkohle-Kraftwerken (Tabelle 2) stehen allerdings bereits ab 2020 sehr kostengünstige Optionen zur Verfügung. Die Steinkohle-Kraftwerke sind im Jahr 2030 im Grundlastbereich die zweitgünstigste Technologie mit deutlichem Abstand vor den Erdgas-Kraftwerken. 2050 machen sich die weiter steigenden fossilen Brennstoffpreise nochmals ungünstig für die Wettbewerbsposition insbesondere der Erdgas-Kraftwerke bemerkbar, so dass nun über den gesamten betrachteten Auslastungsbereich die Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen.

Tab. 4: Stromerzeugungskosten ausgewählter Kondensationskraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung in Cent₂₀₀₀/KWh_{el} (Orientierungswerte)

	Volllaststunden pro Jahr								
	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000
Inbetriebnahme 2010									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,49	4,20	3,97	3,78	3,62	3,49	3,38	3,28	3,19
Braunkohle-Kondensations-KW	5,49	5,04	4,68	4,39	4,14	3,93	3,76	3,6	3,47
Erdgas GuD	3,86	3,74	3,64	3,56	3,49	3,43	3,38	3,34	3,30
Inbetriebnahme 2030									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,37	4,11	3,90	3,73	3,59	3,47	3,37	3,28	3,20
Braunkohle-Kondensations-KW	4,55	4,24	3,98	3,77	3,60	3,45	3,33	3,22	3,12
Erdgas GuD	4,42	4,31	4,22	4,15	4,09	4,04	4,00	3,96	3,93
Inbetriebnahme 2050									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,68	4,42	4,21	4,04	3,90	3,78	3,68	3,59	3,51
Braunkohle-Kondensations-KW	5,06	4,75	4,49	4,29	4,11	3,97	3,84	3,73	3,64
Erdgas GuD	5,26	5,15	5,07	4,99	4,93	4,88	4,84	4,80	4,77

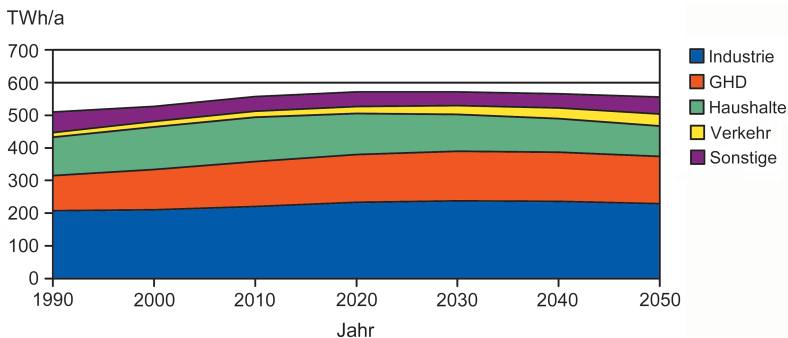
2.5 Entwicklung Stromverbrauch

Die Entwicklung des Stromverbrauchs ergibt sich aus den sozioökonomischen Rahmendaten. Dementsprechend wächst dieser zwischen 1998 und 2050 um ca. 6,8 % oder jahresdurchschnittlich um 0,13 %/a, zwischenzeitlich beträgt der Anstieg bis 2030 ca. 12,4 % (Abb. 2). Dabei erfolgt der Zuwachs hauptsächlich in den folgenden drei Sektoren:

- Industrie (durch z. B. zunehmende Automatisierung)
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen GHD (durch wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkten Technikeinsatz in den jeweiligen Bereichen)
- Verkehr (durch steigende Anteile des Schienenverkehrs sowie den Einsatz von Strom als alternatives Antriebskonzept)

Demgegenüber steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten sowohl im Wärmemarkt als auch bei den Elektrogeräten durch einen Rückgang der Bevölkerung sowie eine allgemeine Effizienzsteigerung bei den Haushaltsgeräten. Diese Entwicklung wird vermutlich gegen Ende des Betrachtungszeitraumes auf Grund der weiter steigenden fossilen Energieträgerpreise abgeschwächt, da Elektro-Wärmepumpen als Stromanwendungen dann wesentlich an Bedeutung hinzugewinnen könnten.

Abb. 2: Nettostromverbrauch nach Sektoren (TWh/a) von 1990 bis 2050



Die Entwicklung des Stromverbrauchs in Abb. 2 ist wegen der vorgegebenen sozioökonomischen Rahmendaten für beide Szenarien gleich. Eine Abweichung von dieser Stromverbrauchskurve sowohl nach oben als auch nach unten ist sicherlich vorstellbar. So wären beispielsweise in einem Szenario, das z. B. per Verordnung extreme Effizienzsteigerungen beinhaltet, geringere Stromverbräuche in einer Größenordnung von ca. 50 bis 70 TWh/a bis zum Jahr 2050 denkbar. Dieser Fall ist aber durch die beiden Randpositionen der zwei Szenarien abgedeckt, denn bei einem niedrigeren Stromverbrauch sind die raumstrukturellen Auswirkungen, die durch die beiden Szenarien repräsentiert werden, entsprechend geringer, da entsprechend weniger Stromerzeugungsanlagen benötigt werden. Auf der anderen Seite wäre eine deutliche Ausweitung des Stromverbrauchs, welche die Werte in Abb. 2 erheblich übertrifft, theoretisch auch möglich. Die Zuwächse würden dann durch erweiterte Stromanwendungen im Bereich der Prozess- und Raumwärme hervorgerufen werden. Aller-

dings wäre dies nur in Verbindung mit einem verstärkten Ausbau der Kernenergie realisierbar. Diese Möglichkeit soll jedoch hier nicht untersucht werden, weil der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in diesem Beitrag als nicht reversibel angenommen wird.

3 Szenarienbeschreibung

3.1 Allgemeines zu den Szenarien

Wie bereits oben erwähnt, sollen durch die im Folgenden beschriebenen beiden Szenarien lediglich Randpositionen eines möglichen Entwicklungsspektrums verdeutlicht werden. Somit sind diese auch als wertungsfrei anzusehen und es werden keine Aussagen bezüglich ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit gemacht. Außerhalb dieses aufgezeigten Entwicklungsspektrums sind sicherlich weitere Szenarien vorstellbar. Ausgehend von dem heutigen Kenntnisstand sind diese jedoch sehr unwahrscheinlich bzw. die Nutzung der Kernenergie nach 2020 wird von vornherein ausgeschlossen. Daher werden solche Entwicklungsmöglichkeiten in diesem Beitrag nicht betrachtet.

Entsprechend den schwerpunktmäßig vertretenen Primär-Energieträgern zur Stromerzeugung sind die zwei Szenarien benannt worden. Demnach wird im „Fossil“-Szenario im Jahr 2050 der Strom zu ca. 75 % aus fossilen Energieträgern produziert. Das „REG“-Szenario geht von der Annahme aus, dass im Jahr 2050 der Strom vollständig aus regenerativen Energiequellen erzeugt wird. Aus der Art der Energieträger erbeben sich auch Konsequenzen für die Struktur der Stromerzeugung. Somit herrscht im „Fossil“-Szenario die zentrale Stromerzeugung vor, während im „REG“-Szenario kleinere dezentrale Stromerzeugungsanlagen die deutliche Mehrheit bilden.

3.2 Das „Fossil“-Szenario

Entsprechend seinem Namen liegt der Schwerpunkt bei diesem Szenario bei der Stromerzeugung mittels fossiler Primär-Energieträger (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Großkraftwerken (> 100 MW installierte Leistung). Folglich ist die Stromerzeugung im „Fossil“-Szenario verstärkt zentral orientiert (siehe auch Tabelle 9). Die Entwicklungen der Netto-Engpassleistung sowie der Netto-Strombereitstellung ergeben sich aus Abb. 3 und Abb. 4. Dabei wird unterstellt, dass ein ausgeglichener Stromaußenhandelsaldo vorliegt. Somit sind genügend Stromerzeugungsanlagen vorhanden, um die Stromversorgung innerhalb Deutschlands sicherzustellen.

Um der Fortschreibung der bisher eingeschlagenen Energiepolitik (Kapitel 2.2) bezüglich der Förderung regenerativer Energien Rechnung zu tragen, wurden entsprechende Anteile regenerativer Stromerzeugung (inkl. REG-Stromimport) am Nettostromverbrauch vorgegeben. Im Einzelnen sind dies mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050. Zur Erfüllung dieser Quoten verzeichnen die Windenergie, die Photovoltaik sowie die Biomassen einen erheblichen Zuwachs. Die einzelnen Werte ergeben sich aus der Tabelle 5. Schließlich erhöht auch die Wasserkraft ihren Beitrag noch und nähert sich damit ihrer Potenzialgrenze weiter an. Sie ist aber dann unter den erneuerbaren Energiequellen nach der Windenergie nur noch diejenige mit dem zweitgrößten Anteil an der Nettostromerzeugung. Im Laufe des

Betrachtungszeitraumes steht mit der Stromerzeugung aus Geothermie eine Option mit im Zeitablauf stark sinkenden Investitionskosten und damit rückläufigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Der dadurch mögliche Ausbau der Geothermie ist ebenfalls aus Tabelle 5 ersichtlich. Insgesamt beträgt der Beitrag der regenerativen Energien an der Nettostromerzeugung im Referenzszenario in Deutschland ca. 21,0 % im Jahr 2050. Um zwischenzeitlich die vorgegebene REG-Quote an der Stromerzeugung einzuhalten, erfolgt in den Jahren 2020 mit 2,3 TWh/a und in 2030 mit 2,7 TWh/a ein Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern. Mit der Kostensenkung bei der Geothermie wird bis 2050 der REG-Stromimport wieder auf 0 TWh/a zurückgeführt (vgl. Tabelle 5).

Tab. 5: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im „Fossil“-Szenario in TWh/a

	1995	1997	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	19,7	26,8	38,5	48,7	62,5
davon Onshore	1,5	3,0	4,5	9,2	17,3	19,5	23,1	23,3	25,0
Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	7,3	15,5	25,4	37,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,6	2,4
Biomasse	0,1	0,2	0,2	0,3	2,7	3,7	5,8	6,8	8,2
Biogase	0,6	0,8	0,9	0,9	2,2	2,7	2,6	3,5	4,7
Energiepflanzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	9,0	7,3	0,0
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	48,1	60,3	84,0	98,7	112,6

Auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht seitens der Szenariokonstruktion eine Vorgabe, in welchem Ausmaß der KWK-Strom zur Stromerzeugung beitragen soll. Die entsprechenden Mindestanteile betragen 10 % im Jahr 2010, 15 % im Jahr 2020 und 20 % im Jahr 2050. Da gleichzeitig angenommen wird, dass auf Grund der derzeitigen KWK-Gesetzgebung in den nächsten Jahren ein Umbau und Ausbau bei der Kraft-Wärme-Kopplung stattfinden wird, ergibt sich, dass die vorgegebene Quote im Jahr 2010 mit 14,3 % mehr als erfüllt wird, während in den zukünftigen Jahren der Mindestanteil eine entscheidende Voraussetzung zum weiteren Ausbau der KWK-Stromerzeugung darstellt (Tabelle 6). Für die KWK verbessert sich zwar mit den steigenden Öl- und Gaspreisen die Position im Wärmemarkt, gleichzeitig stehen jedoch auf der Seite der Stromerzeugung mit den Stein- und Braunkohlekraftwerken Optionen mit niedrigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Eine KWK auf Erdgasbasis ist unter diesen Voraussetzungen nicht konkurrenzfähig. Bei den Steinkohle-KWK-Anlagen verbessert sich zudem aufgrund der technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen zukünftig die Kondensationsstromerzeugung, nicht jedoch in selbem Maße die KWK-

Technologien (siehe Tabelle 3). Deshalb ist unter diesen Annahmen langfristig lediglich die Umsetzung des vorgegebenen KWK-Strommindestanteils im liberalisierten Markt zu erwarten. Hinsichtlich der Erzeugungsstruktur findet dabei zunehmend eine Verschiebung hin zum Erdgas sowie in stärkerem Ausmaß zu den erneuerbaren Energieträgern (insbesondere Biomasse) statt.

Tab. 6: Kraftwerkskapazitäten (netto) für das „Fossil“-Szenario

Netto-Engpassleistung [GW] „Fossil“-Szenario								
Primärenergieträger	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	31,2	31,0	29,9	24,1	29,6	35,1	29,2	26,3
Braunkohle	26,2	22,0	20,5	21,5	23,8	24,4	24,4	22,9
Heizöl	10,0	9,4	7,7	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	22,0	23,3	20,1	20,6	22,6	23,5
Kernenergie	24,1	22,8	21,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Wind	0,0	0,9	6,0	12,4	14,7	22,7	25,4	27,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Biomasse/-gase	0,2	0,3	0,4	0,9	1,3	1,7	2,1	2,6
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	1,8	2,5	3,4
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4
Andere Brennstoffe*	1,5	1,3	2,1	2,5	2,7	2,4	2,5	2,2
Summe	118,5	116,3	118,9	117,6	117,1	119,6	123,3	128,1
davon in Kraft-Wärme-Kopplung				27,3	28,2	31,0	35,2	36,6

* Im Wesentlichen sonstige Gase und Müll

Abb. 3: Entwicklung der Netto-Engpassleistung im „Fossil“-Szenario

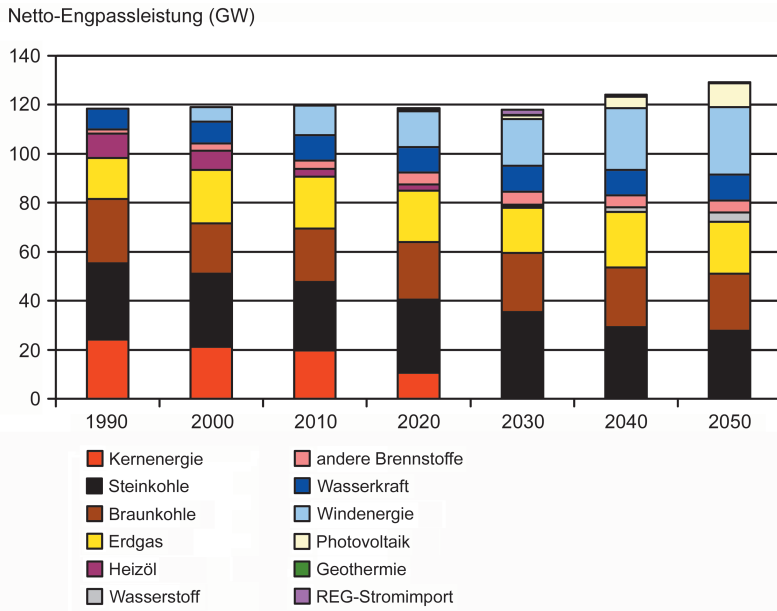
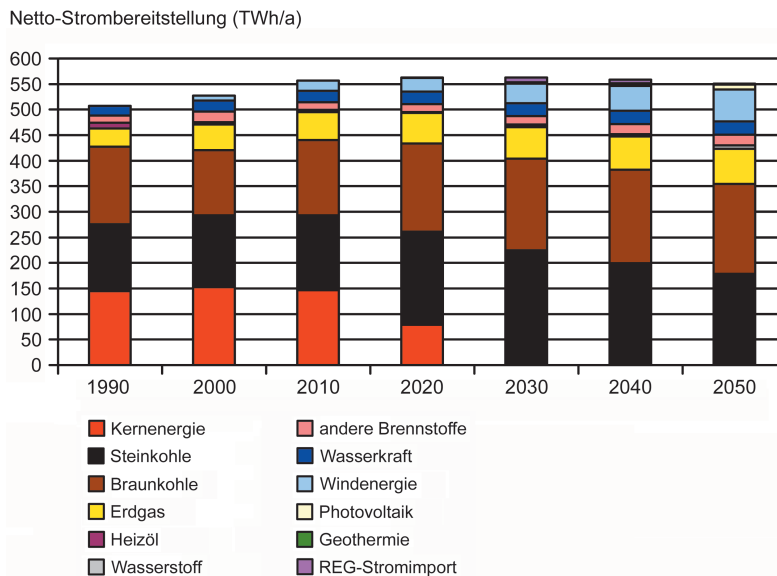


Abb. 4: Entwicklung der Netto-Strombereitstellung im „Fossil“-Szenario



Somit ergibt sich für das „Fossil“-Szenario, dass die vom Netz gehenden Kernkraftwerke, abgesehen von den vorgegebenen Mindestmengen an REG-Strom, im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke ersetzt werden. Dieses Ergebnis lässt sich an Hand der Modellrechnung erklären. Diese versucht, entsprechend den noch freien Handlungsmöglichkeiten außerhalb der Vorgaben für REG- und KWK-Strom, einen kostenoptimierten Lösungsansatz zu finden. Sollten gleichzeitig Bemühungen zum Klimaschutz notwendig sein, so erfolgt eine großtechnische Abtrennung des CO₂ bei den Kraftwerken und ein Transport sowie eine Depositionierung in leeren Erdgasfeldern bzw. Aquiferen in der Europäischen Union. Innerhalb der Vorgaben für REG- und KWK-Strom greift das Modell ebenfalls zuerst zu den kostengünstigeren Möglichkeiten der Stromerzeugung. Daraus erklärt sich beispielsweise der geringe Anteil an Photovoltaik-Strom (auch im „REG“-Szenario), da diese Technologie auch in Zukunft vergleichsweise teuer sein wird.

3.3 Das „REG“-Szenario

Dieses Szenario zeigt eine Entwicklung auf, die zu einer 100 %igen regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 führt. Dabei werden die folgenden REG-Strom-Quoten vorgegeben: 12,5 % in 2010, 30 % in 2020, 53 % in 2030, 70 % in 2040 und 100 % in 2050. Neben der Kernenergie werden alle fossilen Energieträger schrittweise aus dem Erzeugungsmix herausgenommen (Abb. 5 und Abb. 6). Um dieses Ziel zu erreichen, ist es u. a. erforderlich, erhebliche Mengen (bis zu 155 TWh/a in 2050) an REG-Strom bzw. an regenerativ erzeugtem Wasserstoff (für 125 TWh/a Stromerzeugung) zu importieren. Die Potenziale für einen REG-Stromimport sind in der Tabelle 7 zusammengestellt. Bei den heimischen regenerativen Energiequellen lassen sich bis zum Jahr 2050 die Potenziale der Windkraft (onshore mit 47,3 TWh/a und offshore mit 90,0 TWh/a, somit insgesamt 137 TWh/a), der Geothermie (41 TWh/a) und der Biomasse (49 TWh/a, davon 29,1 TWh/a feste Biomasse, 6,6 TWh/a Biogase und 13,3 TWh/a Energiepflanzen) kostengünstiger erschließen als das der Photovoltaik. Daher ist diese auch in dem „REG“-Szenario relativ schwach vertreten. Auch der REG-

Tab. 7: Potenziale für REG-Stromimport [TWh/a]

	2010	2030	2050
Wasserkraft (Skandinavien)	1,9	16,2	32,4
Wasserkraft (Russland)	0,0	0,0	76,5
Wind (Nachbarländer)	5,9	49,5	99,0
Biomasse (Nachbarländer)	3,2	27,0	54,0
Solarthermie (Nordafrika)	0	50,0	250,0
Summe	11,1	142,7	511,9

Abb. 5: Entwicklung der Netto-Engpassleistung im „REG“-Szenario

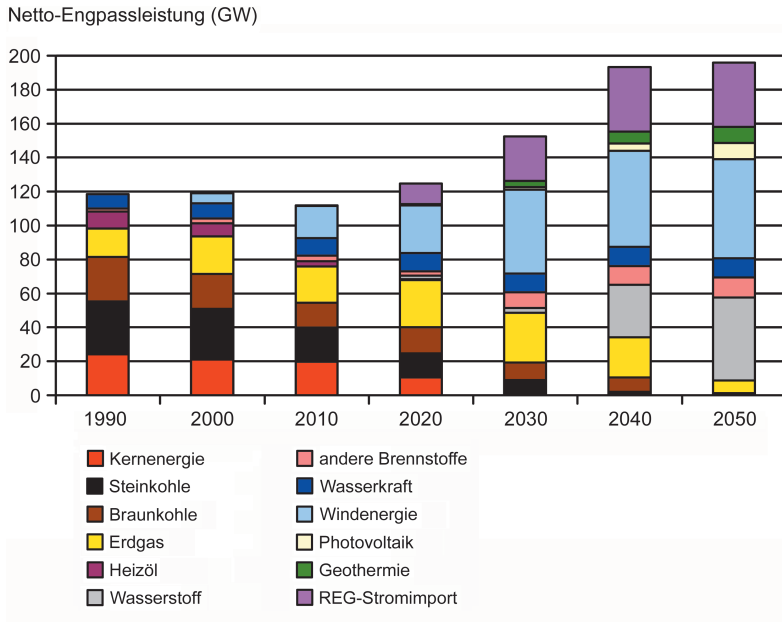
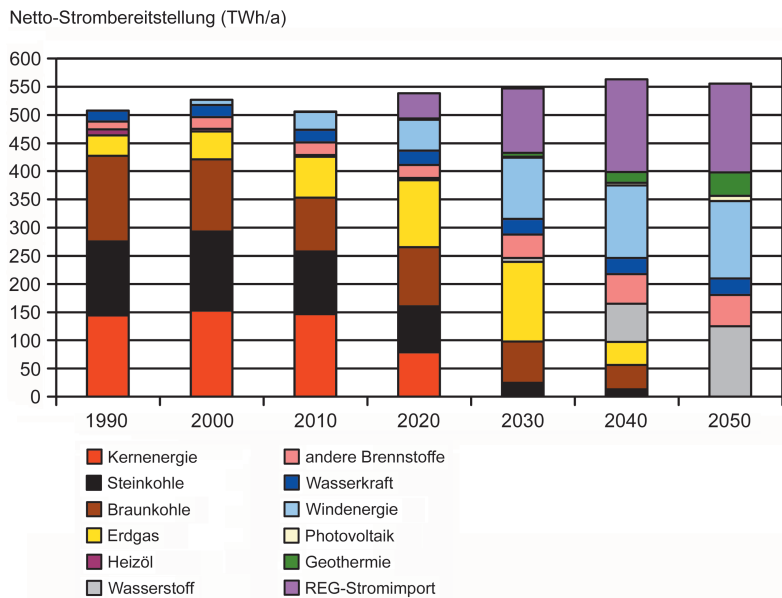


Abb. 6: Entwicklung der Netto-Strombereitstellung im „REG“-Szenario



Stromimport ist eine kostengünstigere Option als der verstärkte Ausbau der Photovoltaik. Die Wasserkraft wird vollends bis zu ihrer Potenzialgrenze von 25,5 TWh/a ausgebaut.

Bei der KWK-Stromerzeugung ist die installierte Leistung deutlich höher als im „Fossil“-Szenario (Tabelle 8 und Tabelle 6). Sie wird im Wesentlichen über Biomasse (feste biogene Brennstoffe und Biogas) und die Geothermie betrieben. Aber auch Brennstoffzellen mit ihrer kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung bei der Objektversorgung tragen mit zur Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bei (Tabelle 9). Die Strombereitstellung erfolgt einschließlich der REG-Stromimporte und des Wasserstoffs zu einem Drittel in KWK-Anlagen.

Tab. 8: Kraftwerkskapazitäten (netto) für das „REG“-Szenario

Netto-Engpassleistung [GW] „REG“-Szenario								
Primärenergieträger	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	31,2	31,0	29,9	20,2	14,2	8,9	2,0	1,2
Braunkohle	26,2	22,0	20,5	14,7	15,2	10,5	8,5	0,2
Heizöl	10,0	9,4	7,7	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	22,0	21,3	27,8	29,1	23,6	7,4
Kernenergie	24,1	22,8	21,1	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,8	11,1	11,3	11,3
Wind	0,0	0,9	6,0	19,0	27,9	49,4	56,6	58,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Biomasse/-gase	0,2	0,3	0,4	3,8	1,7	8,9	9,9	10,8
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,8	1,8	2,9	30,8	48,6
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	2,8	6,4	9,4
Andere Brennstoffe	1,5	1,3	2,1	3,5	1,5	1,4	1,3	1,3
REG-Stromimport	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	26,0	38,0	38,0
Summe	118,5	116,3	118,9	112,9	111,5	122,3	147,2	147,4
davon in Kraft-Wärme-Kopplung				25,1	29,0	32,9	62,8	67,3

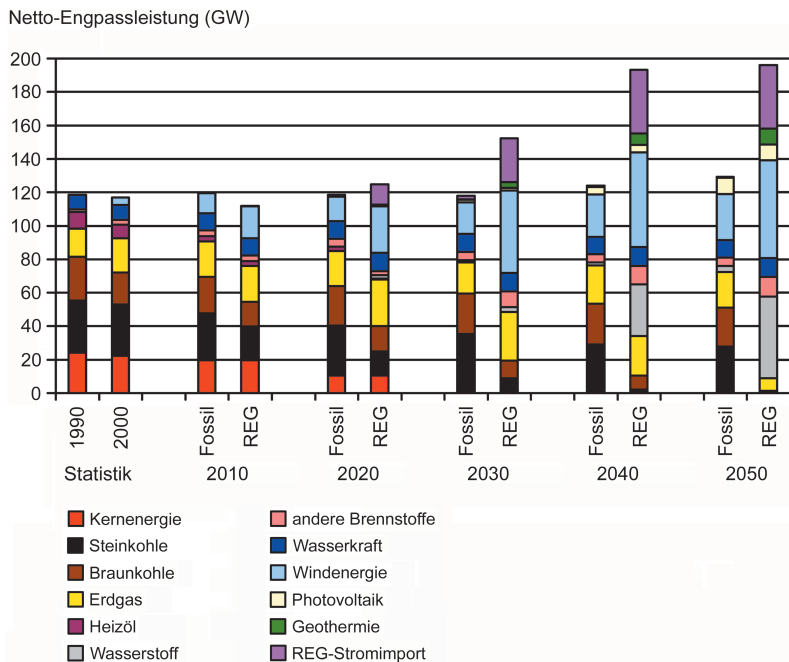
3.4 Vergleichende Darstellung von „Fossil“- und „REG“-Szenario

In den oben stehenden Ausführung wurde bereits dargestellt, dass unter dem hier relevanten Aspekt der raumstrukturellen Entwicklung das wichtigste Unterscheidungsmerkmal der beschriebenen Szenarien die zentral orientierte („Fossil“-Szenario) bzw. die eher dezentral orientierte („REG“-Szenario) Stromerzeugung ist. Besonders deutlich wird diese Differenz durch die unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugungsanlagen, wie sie in der Tabelle 9 dargestellt ist. Signifikant ist in diesem Zusammenhang auch die ungleiche Entwicklung der installierten Netto-Engpassleistung innerhalb der beiden Szenarien (Abb. 7). Im „REG“-Szenario wird eine deutlich höhere installierte Leistung für eine sichere Stromversorgung benötigt, da das Angebot an Wind- und Sonnenenergie starken Schwankungen unterliegt.

Tab. 9: Entwicklung der Anzahl von Stromerzeugungsanlagen im „Fossil“- und „REG“-Szenario bis zum Jahr 2050

	2000	2030		2050	
		Fossil	REG	Fossil	REG
Großanlagen	181	219	341	253	242
Fossil > 100 MW	161	147	103	138	4
Steinkohle		71	18	56	2
Braunkohle		30	13	29	0
Erdgas		46	72	53	2
Windpark Offshore (100 MW)		52	218	96	218
Wasser >100 MW	20	20	20	20	20
Mittelgroße Anlagen	630	566	618	364	686
Fossil > 10 MW	545	329	114	124	49
Wasser > 10 MW	85	90	95	90	95
Geothermie		4	55	7	189
Biomasse groß		143	353	143	353
Kleinanlagen	34.468	38.050	45.844	169.088	188.435
(ohne Photovoltaik)	18.773	14.531	22.324	15.298	34.645
BHKW fossil	2.188	359	72	53	72
Brennstoffz.	0	645	1.058	1.247	11.787
Wind Onshore	8.884	5.537	11.037	5.537	11.037
Wasser < 10 MW	5.572	6.702	6.978	6.702	7.500
Photovoltaik	15.695	23.519	23.519	153.790	153.790
Biomasse klein	1.308	1.288	3.179	1.760	4.250

Abb. 7: Entwicklung der Netto-Engpassleistungen im „Fossil“- und „REG“-Szenario



4 Auswirkungen auf die Stromnetze

Da die Windenergie mittelfristig das größte Potenzial besitzt, um die im oben stehenden „REG“-Szenario aufgezeigten Entwicklungen einleiten und umsetzen zu können, ihre Integration in das Stromnetz aber nicht unproblematisch ist, hat die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) eine Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (sog. dena-Netzstudie, [dena 2005]) in Auftrag gegeben. Die wesentlichen Aussagen und behandelten Gesichtspunkte dieser Studie sind im Folgenden kurz zusammengefasst. Darüber hinaus blieb eine Reihe weiterer Fragen zu den Auswirkungen auf die Stromnetze ungeklärt. Diese sollen in einer Anschlussstudie (dena-Netzstudie II) untersucht werden.

Ergänzend sei mit Blick auf den gesamten raumbedeutsamen Energiebereich, der auch den Wärme- und Kraftstoffmarkt einschließt, auf die im Auftrag des BMU erstellte Studie von Fritsche et al. 2004 hingewiesen, wonach die größten Wachstumspotenziale insgesamt mittelfristig (bis 2030) im Bereich der energetischen Biomassenutzung gesehen werden.

Zwar induziert die Windenergienutzung zweifellos die umfangreichsten Veränderungen der großtechnischen Infrastruktureinrichtungen, doch sind mit einer Ausweitung der energetischen Nutzung von Biomasse für die Gewinnung von Strom, Wärme und Kraftstoffen

die größten Veränderungen in der Fläche verbunden, da der Bedarf mit den für den Anbau von Energiepflanzen benötigten Flächen etwa hundertfach größer ist als der von Wind und Sonne. Zudem bietet gerade die energetische Nutzung von Biomasse besondere Potenziale zur Erschließung neuer regionaler Wertschöpfungsketten unabhängig von den großen Energieversorgungsunternehmen, sodass die Entwicklungen im Bereich der Bioenergie auch für die räumliche Politik und Planung eine besondere Relevanz haben und in weiteren raumwissenschaftlichen Arbeiten zum Thema Energie entsprechend berücksichtigt werden sollten, wie es z. B. auch im Beitrag von Tietz angesprochen wird.

4.1 Installierte und gesicherte Windenergieleistung bis zum Jahr 2015

Insgesamt wird in der dena-Netzstudie als sehr ambitioniertes Ziel unter weitestgehend positiven politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2015 eine installierte Windenergieleistung von 36 GW prognostiziert (davon 26,2 GW an Land und 9,8 GW off-shore). Allerdings stehen nur rund 6 % der erwarteten 36-GW-Windanlagenkapazität verlässlich zur Verfügung. Die konventionelle Kraftwerksleistung kann somit um maximal 2,3 GW sinken. Demzufolge müssen 94 % der Windenergieleistung durch konventionelle thermische Kraftwerke („Schattenkraftwerke“) abgesichert werden. Trotz Ausbaus der Windenergie muss damit auch langfristig konventionelle Kraftwerkskapazität in fast unveränderter Höhe zur Verfügung stehen. Die unmittelbare Folge ist die Minderauslastung dieser Kraftwerke. Die für Grund- und Mittellastfahrweise ausgelegten Kraftwerke werden in wachsendem Umfang aus ihrem bestimmungsgemäßen Betrieb in einen Lastfolgebetrieb mit schlechteren Wirkungsgraden gedrängt. Ein spezifisch höherer Brennstoffverbrauch mit entsprechend höheren CO₂-Emissionen ist die direkte Folge für die Umwelt.

4.2 Infrastrukturelle Auswirkungen auf die Stromnetze und die Kraftwerke

Durch den in Kapitel 4.1 prognostizierten Windkraftausbau bis zum Jahr 2015 müsste das Höchstspannungsnetz um insgesamt 850 km erweitert werden. Dies entspricht ca. 5 % des bestehenden Übertragungsnetzes. In Relation zu den Neubautätigkeiten in den vergangenen Jahren bedeutet dies eine ambitionierte Erweiterung, die außerdem noch zeitnah erfolgen müsste. Darüber hinaus wären noch Verstärkungen von ca. 300 km bestehender Netztrassenabschnitte notwendig sowie weitere technische Einrichtungen zur verbesserten Steuerung der Lastflüsse.

In Folge der im Norden Deutschlands konzentrierten Windanlagenkapazitäten wird es künftig zu noch stärkeren Stromflüssen von Nord nach Süd kommen. Dann müssen küstennahe vorhandene und evtl. neu errichtete Kraftwerke mit starken und häufigen Leistungseinenkungen rechnen. Bei Neubautscheidungen kann sich hierdurch die Notwendigkeit ergeben, hinsichtlich der Brennstofflogistik und der Kühlwasserbedingungen auf ungünstigere Standorte im Inland auszuweichen. Eine Verschlechterung der Wirkungsgrade von Kondensationskraftwerken hätte somit dauerhaft höhere CO₂-Emissionen zur Folge. Die Mehrkosten aus dem hierdurch verursachten höheren Brennstoffverbrauch konnten in der dena-Studie nicht ermittelt werden. Je nach Kraftwerksausbauszenario betragen die CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie 95 bis 168 Euro je t CO₂ im Jahr 2007 und sinken bis zum Jahr 2015 auf 41 bis 77 Euro je t CO₂.

4.3 Konsequenzen für den Stromnetzbetrieb

Um unvorhergesehene Veränderungen der Windenergieeinspeisung kurzfristig ausgleichen zu können, muss Minuten- und Stundenreserve als positive und negative Regel-/Reserveleistung bereitgestellt werden. Beispielsweise steigt der windbedingte Bedarf an positiver Regel-/Reserveleistung von heute rund 2.000 MW bis zum Jahr 2015 auf das Dreifache (max. 7.000 MW). Der steigende Regel-/Reserveleistungsbedarf führt zu hohen Anforderungen an die hierfür eingesetzten konventionellen Kraftwerke hinsichtlich ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten, deren betriebliche und werkstofftechnische Aspekte noch genauer zu untersuchen sind. Diese konnten in der dena-Studie bisher nicht berücksichtigt bzw. nur durch grobe Abschätzungen erfasst werden. Die anstehende Erneuerung des Kraftwerksparks wird durch werkstoffseitige Zielkonflikte aus hohem Wirkungsgrad bei gleichzeitig hoher Flexibilität zusätzlich erschwert.

Die hohe lokale Netzbelastung aus dem Zusammenwirken der mit der Strommarktliberalisierung politisch gewollten Intensivierung europaweiter Stromhandelsaktivitäten und der Windeinspeisung veranlasst die Netzbetreiber bereits heute, in den Kraftwerkseinsatz einzugreifen (sog. Redispatch). Hierdurch entstehen zusätzliche Abweichungen vom optimalen Kraftwerkseinsatz und damit nicht unerhebliche Mehrkosten im System. Diese Mehrkosten konnten in der dena-Studie modellbedingt nicht erfasst werden. Der Umfang von Redispatch-Maßnahmen wird sich in Zukunft noch verschärfen, vor allem wenn eine zeitliche Koordination von Windausbau und Netzausbau unterbleibt. Begrenzend ist hier aufgrund der genehmigungsrechtlichen Hürden der Netzausbau. Verzögert sich der in der dena-Studie bis zum Jahr 2015 identifizierte Neubau von etwa 850 km neuer Trassen, nehmen damit die Versorgungsrisiken entsprechend zu. Zwischenzeitlich wird dadurch in vorbelasteten Netzregionen ein Erzeugungsmanagement (Regelung der Einspeisung) für neue Windenergieanlagen unumgänglich sein.

Es können schon heute unter bestimmten Last- und Windbedingungen nicht mehr die Sicherheitskriterien des europäischen Stromverbundes UCTE eingehalten werden. Damit besteht die Gefahr von großflächigen Spannungseinbrüchen, Kraftwerksausfällen und kritischen Netzzuständen mit erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit mit der Konsequenz von Stromausfällen. Nur wenn technische Maßnahmen im Netz und an Windenergieanlagen unverzüglich realisiert werden, lässt sich das Gefahrenpotenzial abwenden.

5 Fazit

Die Möglichkeiten, die sich für einen Kraftwerkpark zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 ergeben, zeigen einen breiten Entwicklungstrichter auf. Somit sind ganz unterschiedliche Welten möglich, die sich durch zwei Szenarien in ihren Randpositionen verdeutlicht lassen. Das „Fossil-Szenario“ verkörpert auf der einen Seite eine mehr zentral orientierte Stromversorgung, die infrastrukturell relativ ähnlich der heute vorhandenen ist. Sie stützt sich zu mehr als 75 % auf fossile Energieträger, weil die wegfallende Kernenergie im Wesentlichen durch Steinkohlekraftwerke ersetzt wird. Auf der anderen Seite liegt dem „REG-Szenario“ der Gedanke einer vollständig regenerativen Stromerzeugung mit schwerpunktmäßig dezentralen Erzeugungsanlagen zugrunde. Somit ist die Anzahl mittlerer und kleiner Stromerzeugungsanlagen viel größer als im „Fossil-Szenario“, während bei den Großanlagen (> 100 MW)

kaum noch fossile Kraftwerke, sondern nur noch Off-Shore-Windparks (Zusammenfassung mehrerer Windkraftanlagen zur einer Leistung von mehr als 100 MW) vorkommen. Insgesamt ist die installierte Kraftwerksleistung im „REG-Szenario“ mit ca. 200 GW auf Grund des fluktuierenden Energieangebots deutlich größer als die installierten 130 GW im „Fossil-Szenario“. Das „REG-Szenario“ im Jahr 2050 bedingt eine nahezu vollständige Umstrukturierung unserer heutigen Stromversorgung mit den entsprechenden Konsequenzen für die bisherigen Standorte!

Die stärksten räumlichen Auswirkungen für das zukünftige Zusammenspiel von Erzeugungsstruktur, Standortwahl und Netzen ergeben durch den geplanten Ausbau der Windenergie. Da sowohl im „Fossil“- wie auch im „REG“-Szenario ein erheblicher Ausbau der Windenergie vorausgesetzt wird, sind hierfür beträchtliche Ausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene notwendig. Andere regenerative Stromerzeugungsarten (z. B. Photovoltaik, Geothermie, Biomasse etc.) lassen sich mit weniger Aufwand in das bestehende Stromnetz integrieren. Für einen regenerativen Stromimport, wie er vom Umfang her im „REG-Szenario“ für das Jahr 2050 vorgesehen ist, müssten, je nach Herkunftsland, auch europaweit noch erhebliche Netzkapazitäten neu geschaffen werden (siehe auch Fromme und Tietz in diesem Band).

Literatur

- Blesl, M. (2002): Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. IER-Forschungsbericht Nr. 92, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
- Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2004): Analyse der energiewirtschaftlichen Strukturen unter einem Kyoto-Regime in Europa. Studie im Auftrag der e.on Energie AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
- Blesl, M.; Kempe, St.; Fahl, U.; Voß, A. (2004): Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020. In: AGFW (Hrsg.): Pluralistische Wärmeversorgung, Schlussbericht, Frankfurt/Main.
- dena, Deutsche Energie-Agentur (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln.
- Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Fahl, U.; Kessler, A. (2004): Wettbewerb im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt – Analysen mit einem spieltheoretischen Modellansatz. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 28. Jg., Heft 1, S. 3-8.
- Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Traber, Th.; Fahl, U.; Kessler, A. (2003): Marktposition deutscher EVU im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg., Heft 12, S. 788-793.
- Fahl, U.; Bickel, P.; Blesl, M.; Droste-Franke, B.; Ellersdorfer, I.; Rehl, T.; Remme, U.; Rout, U.; Voß, A. (2004): Entwicklung und Anwendung eines Integrated Assessment Modellinstrumentariums für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland. Schlussbericht zum Vorhaben mit finanzieller Unterstützung des BMWA; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Stuttgart.
- Förster, G. (2002): Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart.
- FORUM, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (2004): Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten. Die Rolle erneuerbarer Energieträger. LIT Verlag, Münster.

- Fritsche, U.; Dehoust, G.; Jenseit, W.; Hünecke, K.; Rausch, L.; Schüler, D.; Wiegmann, K.; Heinz, A.; Hiebel, M.; Ising, M.; Kabasci, S.; Unger, C.; Thrän, D.; Fröhlich, N.; Scholwin, F.; Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Baur, F.; Bemann, U.; Groß, B.; Heib, M.; Ziegler, C.; Flake, M.; Schmehl, M.; Simon, S. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Schlussbericht zum Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP. Darmstadt et al.
- Prognos, IER und WI (2002): Szenarienerstellung, Endbericht an die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Basel, Stuttgart, Wuppertal.
- Remme, U.; Goldstein, G.; Schlenzig, Chr.; Schellmann, U. (2001): MESAP/TIMES – Advanced decision support for energy and environmental planning. In: Chameni, P.; Leisten, R. (Hrsg.): Operations Research Proceedings 2001, Springer-Verlag, Berlin, S. 59-66.

Jörg Fromme

Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen

Gliederung

- 1 Die Stromversorgung in Deutschland im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik, Umweltpolitik und Raumordnung
- 2 Langfrist-Energieszenarien als Grundlage für die Diskussion räumlicher Entwicklungen des Stromversorgungssystems
- 3 Raumbezogene Wirkungen und Wirkungspotenziale der Elektrizitätswirtschaft auf dem Wege zu einer „solaren Vollversorgung“
 - 3.1 Die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks bei solarer Vollversorgung bis 2050
 - 3.2 Erzeugungsmanagement und Erzeugungspotenziale der Windenergie
 - 3.3 Raumbezogene Entlastungs- und Belastungseffekte durch die Veränderung des Kraftwerksmixes im Szenario „solare Vollversorgung“
 - 3.4 Der zukünftige Stromtransportbedarf und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Freileitungstrassen
 - 3.5 Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur
- 4 Ansatzpunkte für die Integration von raumanalytischen Fragen in Energiesystemanalysen und Energieszenarien

Literatur

1 Die Stromversorgung in Deutschland im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik, Umweltpolitik und Raumordnung

Die Energie- und Umweltpolitik formuliert für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung Ziele, die zum Teil in einem erheblichen Spannungsverhältnis zueinander stehen. Bei der räumlich konkreten Umsetzung energie- und umweltpolitischer Konzepte sind außerdem Ziele der Raumordnung und Landesplanung zu beachten, die ihrerseits wiederum von der Energie- und Umweltpolitik beeinflusst werden, zum großen Teil jedoch ihrer eigenen Logik und ihrem eigenen Wertesystem unterworfen sind. Das Interesse der Energiepolitik ist eher auf die Gestaltung des gesamten Versorgungssystems gerichtet, während die Raumplanung ebenso wie die Regionalpolitik das einzelne Systemelement in seinem regionalen bzw. lokalen Wirkungszusammenhang im Blickfeld hat. Diese unterschiedlichen Sichtweisen dürfen einer Abstimmung auf der Ziel- und Handlungsebene nicht im Wege stehen. Daher besteht die Anforderung, die verfügbaren Analyseinstrumente und -methoden der Energiewissenschaft für die Politikberatung um raumanalytische Komponenten zu erweitern und die Raumplanung stärker als bisher für aktuelle energiepolitische Fragestellungen zu sensibilisieren.

2 Langfrist-Energieszenarien als Grundlage für die Diskussion räumlicher Entwicklungen des Stromversorgungssystems

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die langfristige räumliche Entwicklung der energietechnischen Infrastruktur. Das „Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung“ (IER) hat im Auftrag der Enquetekommission „nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des deutschen Bundestages Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Energiesystems erstellt.

Neben einem Status-quo-Szenario (Fossil-Szenario) wurden Klimaschutz-Szenarien ausgearbeitet, denen das Ziel zugrunde gelegt wurde, die Klimagasemissionen des Energiesektors der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2050 um 80 % zu reduzieren. Bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergienutzung setzen diese „REG-Szenarien“ eine politisch gesteuerte verstärkte regenerative und rationelle Energienutzung voraus. Im REG-Szenario soll laut Vorgabe der Enquetekommission der Anteil regenerativer Energien am Netto-Stromverbrauch im Jahre 2050 mehr als 50 % betragen. In einer speziellen Variantenrechnung hat das IER im Auftrag der Kommission zusätzlich ein REG-Szenario „solare Vollversorgung“ erstellt, bei dem die Energieversorgung des Jahres 2050 vollständig auf regenerativen Energien basieren soll. Aufgrund dieser Vorgabe wird sogar das Ziel, die Klimagas-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren, deutlich übererfüllt (vgl. Förster; Fahl 2006).

Diese letztgenannte Szenariovariante wurde hier für die raumbezogene Analyse ausgewählt; das REG-Szenario „solare Vollversorgung“ steht also im Mittelpunkt der folgenden Ausführungen. Ausgehend von der – zumindest bezogen auf den gewählten Zeithorizont – außerordentlich ambitionierten Zielsetzung, die diesem REG-Szenario zugrunde liegt, lassen sich die Umsetzungspotenziale und Restriktionen für eine ausstiegs- und klimaschutzorientierte Energiepolitik aus raumanalytischer und raumplanerischer Sicht besonders gut verdeutlichen. Bei der diesbezüglichen Auswertung der Szenario-Ergebnisse ist allerdings zu beachten, dass Nebenziele wie die Vermeidung von potenziell unerwünschten Raumwirkungen und Umsetzungshemmnissen so gut wie keinen Einfluss auf die Ausgestaltung des Szenarios hatten. In den veröffentlichten Darstellungen der Szenario-Ergebnisse des IER und der Enquetekommission werden abgesehen von mengen- und anteilmäßigen Veränderungen bei den Stromerzeugungskapazitäten infrastrukturelle Aspekte kaum oder höchstens am Rande behandelt.

Diese Einschränkung lässt sich unmittelbar auf die Zielsetzung der Szenario-Erstellung zurückführen. Ziel der Enquetekommission war es, unter der Prämisse, aus der Kernenergienutzung auszusteigen und dabei das langfristige Klimaschutzziel erfüllen zu müssen, einen technisch realisierbaren und energieökonomisch optimierten zukünftigen Energiemix zu ermitteln. Im Vordergrund standen daher emissionsrelevante Veränderungen des Versorgungssystems (also z. B. Veränderungen des Kraftwerksmixes und des Kraftwerkseinsatzes), ohne dabei die räumlichen Dimensionen bezogen auf das Gesamtsystem der Energieversorgung (bzw. Stromversorgung) oder raumbezogene Folgewirkungen zu betrachten. So wurden z. B. zwar bei der Szenarienerstellung die Kosten der Stromerzeugung als Optimierungskriterien zugrunde gelegt, die Kosten des Stromtransports aber vernachlässigt.

Ins Blickfeld der kritischen Betrachtung rückt somit neben der „Wünschbarkeit“ politischer Ziele mindestens ebenso sehr auch die Ausgestaltung der auf diesen Zielen basieren-

den Energie- und Klimaschutzszenarien selbst sowie die Optimierungskriterien, die dieser Szenarioerstellung zugrunde lagen.

3 Raumbezogene Wirkungen und Wirkungspotenziale der Elektrizitätswirtschaft auf dem Wege zu einer „solaren Vollversorgung“

Bei der Infrastrukturplanung im Bereich der Stromversorgung werden Raumnutzungskonflikte durch die räumliche Konzentration von technischen Einrichtungen oder energiewirtschaftlichen Aktivitäten¹ in einer Region und durch deren Flächeninanspruchnahme ausgelöst, unter Umständen also allein schon aufgrund eines Mengeneffekts. Als raumbedeutsam sind dabei insbesondere die technischen Anlagen oder Aktivitäten einzustufen, die am Standort bzw. am Ort des Eingriffs in besonderem Maße störend, beeinträchtigend oder gefährdend auf benachbarte Nutzungen oder Nutzungsansprüche wirken oder von denen allgemein eine entsprechende Wirkung erwartet wird.

Für die Gesamtbewertung von energiepolitischen Zukunftsentwürfen ist außerdem wichtig, welche Entlastungswirkungen durch die Substitution von Technologien hervorgerufen werden können. Deshalb kann diese Bewertung sinnvoll nur auf der Basis einer vergleichenden Bestandsaufnahme des bisherigen Versorgungssystems durchgeführt werden, um eine Grundlage für die Feststellung von Entlastungswirkungen zu schaffen.

Grundsätzlich ist die Raumwirkung sowohl von den jeweiligen Standortbedingungen als auch von den spezifischen Eigenschaften technischer Anlagen selbst abhängig. Kategorisiert werden können, losgelöst von konkreten Projektbezügen, allenfalls Wirkungspotenziale in ihrer Zuordnung zu bestimmten Anlagentypen, die aber im Einzelfall wiederum von der Art, dem Stand der Technik, dem Einsatzzweck und der Kapazität der jeweiligen Anlage abhängen. Auch die Art der zu kategorisierenden potenziellen Raumwirkungen ist höchst unterschiedlich. Raumwirkungen einzelner Anlagentypen sind daher oft nur schwer miteinander vergleichbar. In dem hier vorgegebenen Rahmen ist es nicht möglich, die gesamte Palette der Technologien in ihren potenziellen Raumwirkungen darzustellen und zu bewerten. Es sollen daher nur Grobindikatoren für die Raumbedeutsamkeit von Anlagentypen bzw. von Entwicklungen des technischen Systems insgesamt benannt und deren Ausprägung anhand von Szenariendaten beschrieben werden.

Das REG-Szenario (Variante „solare Vollversorgung“) stützt sich bezogen auf das Zieljahr 2050 ausschließlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Dazu werden die heimischen Potenziale ausgeschöpft, die unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten aus heutiger Sicht voraussichtlich am schnellsten zu erschließen sein werden. Der Restbedarf wird über den Stromimport aus Lieferländern abgedeckt, die über günstigste Bedingungen für eine regenerative Stromerzeugung und -bereitstellung bezogen auf den Bedarf in Deutschland verfügen. Außerdem ist im Zieljahr 2050 in bereits größerem Umfang die Wasserstoffelektrolyse ein wichtiges Element der heimischen Stromversorgung. Diese Tech-

¹ Der Begriff der Aktivität wird hier als Sammelbegriff für das Aufsuchen oder die Gewinnung von Energierohstoffen verwendet (Bergbau, bezogen auf Bodenschätze, oder Land- und Forstwirtschaft, bezogen auf Biomasse-Brennstoffe).

nologie soll einerseits der Umwandlung und indirekten Speicherung von Elektrizität dienen und andererseits Sekundärenergie für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen bereitstellen. Zusätzlich muss in größerem Umfang Wasserstoff als Energieträger für die Stromerzeugung importiert werden.

Zur Beschreibung der Raumwirkung eines solchen Stromversorgungssystems werden folgende Indikatoren vorgeschlagen:

- die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Netzhöchstlast
- die Anzahl und Gesamtkapazität von stillgelegten oder neu gebauten Stromerzeugungsanlagen, die aus Sicht der Raumnutzung als besonders konfliktträchtig anzusehen sind
- der Bedarf an Energierohstoffen für die Stromerzeugung, deren Gewinnung aufgrund eines hohen Flächenbedarfs oder aufgrund besonderer Umweltbeeinträchtigungen als raumbedeutsam einzustufen ist
- der Bedarf an Hochspannungs- und Höchstspannungsfreileitungen
- der infrastrukturelle Aufwand für die Wasserstoffelektrolyse sowie für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff, soweit diese Infrastruktur als Element des Stromversorgungssystems mit Funktionen im Bereich der Speicherung von Elektrizität, des Leistungsausgleichs und/oder als Brennstofflieferant für die Stromerzeugung anzusehen ist

3.1 Die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks bei solarer Vollversorgung bis 2050

Die Windenergie und die solare Strahlungsenergie, deren Dargebot aufgrund natürlicher Einflussfaktoren besonders stark schwankt, weisen im Vergleich mit den anderen regenerativen Energien in Deutschland sehr hohe technische Stromerzeugungspotenziale auf. Sollen diese Potenziale genutzt werden, müssen den Windenergie- und Photovoltaikanlagen in ausreichendem Umfang steuerbare Kraftwerke zur Seite gestellt werden, um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können.² Dabei ist gerade für die Ausgestaltung von Stromversorgungskonzepten, die auf die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Stromerzeugung abzielen, zu beachten, dass der so genannte „Backup-Kraftwerkspark“ sich aus schnell regelbaren und eher dezentralen Einheiten zusammensetzen sollte, während konventionelle große Dampfturbinen-Kraftwerke (z. B. Braunkohlekraftwerke) eher ungeeignet sind (vgl. Fritz; Linke 2000 und Nitsch; Trieb 2000). Die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Stromerzeuger kann je nach Ausgestaltung der Szenarioparameter zu einer hohen Überkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Stromnachfrage führen. In Abhängigkeit von der jeweils benötigten Reserve- und Regelleistung und dem Anteil fluktuierender Stromerzeuger geht die durchschnittliche Auslastung des gesamten Kraftwerksparks zurück.

² Steuerbare Kraftwerke sind – meist brennstoffbasierte – Stromerzeuger, deren Leistung an den momentanen Bedarf angepasst werden kann.

Im REG-Szenario wird in den Jahren 2030 bzw. 2050 eine Strommenge mit stark fluktuierender und dargebotsabhängiger Leistung in Höhe von 109 bzw. 137 TWh (Windenergie) und 1,4 bzw. 9,1 TWh (Photovoltaik) erzeugt. Das entspricht einem Anteil in Höhe von 20 bzw. 26 % an der Netto-Stromerzeugung der entsprechenden Jahre. Der insgesamt in Deutschland installierten Windenergie- (49,4 bzw. 58,3 GW) und Photovoltaikleistung (1,5 bzw. 9,6 GW) steht ein Mix aus fossilen und sonstigen regenerativen Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 102 bzw. 128,2 GW (einschl. REG-Importkapazität) gegenüber. Zusätzlich speisen aufgrund der vergleichsweise günstigen Stromgestehungskosten wahrscheinlich weitere Windenergieanlagen, die im europäischen Ausland aufgestellt sind, in das deutsche Verbundnetz ein und tragen zur Bedarfsdeckung in Deutschland bei.

Gemäß REG-Szenario übertrifft im Jahre 2050 die gesamte installierte Kraftwerksleistung (196,1 GW inkl. der Stromerzeuger für den REG-Stromimport mit Standort im Ausland) diejenige des heutigen Kraftwerksparks um den Faktor 1,6, obwohl die Netto-Stromerzeugung im gleichen Szenario bis 2050 nur um 7 % ansteigt und der Endenergiebedarf Strom sogar um 8 % zurückgeht (vgl. Tab. 1). Die durchschnittliche Auslastung des gesamten

Tab. 1: Lastdeckung und Kraftwerksauslastung im REG-Szenario (2030 und 2050)

	2000	2030	2050	2000	2030	2050	2000	2030	2050
	Kraftwerkskapazität (GW)			Stromerzeugung (TWh)			Vollbenutzungsstunden (h/a)		
REG Inland, stark fluktuierend	6	51	68	9	110	146	1.508	2.169	2.152
REG-Strom-Import	0	26	38	0	114	156	0	4.342	4.104
Wasserkraft Inland	9	11	11	26	28	29	2.865	2.500	2.581
steuerbare Kraftwerke Inland *)	103	65	79	498	307	224	4.817	4.756	2.844
Summe	118	153	196	532	559	556	4.500	3.659	2.833
	Jahres-Höchstlast/Kapazität (GW)			Netto-Stromverbrauch (TWh)			Jahresbenutzungsdauer (h/a)		
REG-Stromeinsatz zur Wasserstoffgewinnung	0	k.A.	k.A.	0	14	85	0	k.A.	k.A.
öffentliche Stromversorgung	77	81	70	478	501	435	6.217	k.A.	k.A.

*) fossile und nukleare Wärmekraftwerke, Geothermie, Biomasse und H2-Brennstoffzellen

Quelle: IER 2002, Förster; Fahl 2006

Kraftwerksparks sinkt von 4.500 Volllaststunden im Jahre 2000 auf nur noch 2.800 Volllaststunden im Jahre 2050. Ebenso tragen die steuerbaren Kraftwerke im Jahre 2000 mit 4.800, im Jahr 2050 jedoch nur noch mit 2.800 durchschnittlichen Jahres-Volllaststunden zur Bedarfsdeckung bei. Die geringe Auslastung dieser Anlagen lässt vermuten, dass sie zu großen Teilen zu Reserve- und Regelungszwecken benötigt werden.³ Das Verhältnis zwischen Kraft-

³ Dabei ist zu beachten, dass im REG-Szenario der KWK-Anteil an der in Deutschland insgesamt installierten steuerbaren Leistung bezogen auf das Jahr 2050 immerhin 85 % beträgt. Um für Regelungszwecke einsetzbar zu sein, müssten die KWK-Anlagen hauptsächlich stromgeführt betrieben werden. Ergänzend können auch Wasserkraftwerke mit entsprechender Speicherkapazität zu Regelungszwecken eingesetzt werden. Dazu könnten zusätzliche Wasserkraftpotenziale in Norwegen und möglicherweise auch in den GUS-Ländern erschlossen werden.

werksgesamtkapazität zu der Netz-Höchstlast, das im Jahr 2000 noch bei 1,5 lag, steigt im REG-Szenario bis zum Jahr 2050 auf einen Wert in der Größenordnung von etwa 2,8 an.

Für die Einschätzung der Raumwirkung des überproportionalen Anstiegs der Kraftwerksleistung im Zieljahr des REG-Szenarios ist wichtig, dass ein Anteil von beinahe einem Fünftel (37,9 GW) dieser Kapazitäten im Ausland aufgestellt und somit aus deutscher Perspektive nur indirekt über den Einfluss auf die Stromgestehungskosten und über die zusätzlich benötigten Stromtransportkapazitäten raumwirksam sein kann. Ein Teil der potenziellen (negativen) Raumwirkungen der Stromerzeugung wird ins Ausland verlagert, während auf der anderen Seite der Ersatz fossiler und nuklearer Brennstoff-Importe durch regenerative Primärenergieströme einer „territorialen Internalisierung“ von Raumwirkungen gleichkommt.

Die Gesamtkapazität der Kraftwerke mit Standort in Deutschland übersteigt die Netzhöchstlast aber immer noch um den Faktor 2,3, sodass die raumbedeutsamen Effekte dieses Entwicklungspfades je nach Kraftwerkstyp, Standort und Kraftwerksgröße unter Umständen beträchtlich sein können. Zu dieser überproportional hohen Kraftwerksleistung trägt aber bei, dass ein Anteil an der Nettostromerzeugung in Höhe von zunächst 2,5 % im Jahre 2030 und dann von 15 % im Jahre 2050 zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion verwendet wird. Der Kapazitätsanteil, der dieser Stromerzeugung zuzurechnen ist, kann nicht exakt beziffert werden, da nicht bekannt ist, welche Stromerzeuger mit welcher Auslastung für die Elektrolyse arbeiten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass vor allem die fluktuierende Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion eingesetzt werden würde. Wird die durchschnittliche Auslastung der Photovoltaik- und Windenergieanlagen des Szenarios RRO 2 im Jahre 2050 in Höhe von 2.150 h/a (vgl. IER 2002) als Berechnungsbasis herangezogen, ergibt sich eine Anlagenleistung in Höhe von 39,5 GW, die rechnerisch der Wasserstoffherzeugung zuzuordnen ist. Die Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland, die direkt zur Deckung des Strom-Endenergiebedarfs genutzt wird, übersteigt die Jahreshöchstlast demzufolge nur um den Faktor 1,7 und liegt damit in der Größenordnung des heutigen Stromversorgungssystems in Deutschland. Die Kraftwerkskapazität, die für die Elektrolyse benötigt wird, ersetzt im Wesentlichen heute für die Stromerzeugung genutzte fossile Brennstoffe, die zum Teil in Deutschland gewonnen werden und zum Teil importiert werden müssen.

3.2 Erzeugungsmanagement und Erzeugungspotenziale der Windenergie

Der Gesamtkapazitätsbedarf für die Deckung der Stromnachfrage in Szenarienrechnungen, die von einer hohen Durchdringung mit fluktuierenden Stromerzeugern ausgehen, wird unter anderem durch Annahmen zur Größenordnung der Volllaststunden beeinflusst, die der Berechnung der Stromerträge von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zugrunde gelegt werden. Ob die getroffenen Annahmen zur langfristigen Entwicklung der Volllaststunden realistisch sind, hängt u. a. von Regelungskonzepten, die zukünftig für den Netzbetrieb Anwendung finden werden, und deren Auswirkungen auf die Anlagenauslastung ab.

Um ungewollte Einflüsse dargebotsabhängiger fluktuierender Stromerzeuger auf die Systemstabilität zu minimieren, fordern Netzbetreiber von Windenergieanlagenbetreibern ein Erzeugungsmanagement z. B. in Bezug auf Wirk- und Blindleistungsabgabe (vgl. Erlich 2002, Hoppe-Kilpper 2003). Teilweise haben die Übertragungsnetzbetreiber diese Forderungen durch Anpassung ihrer Netzanschlussbedingungen bereits umgesetzt (vgl. zu den Bedin-

gungen in der e.on-Regelzone: Burgholte 2002, Santjer; Klosse 2003). Übergeordnete Regeleinriffe in den Betrieb von Windenergieanlagen entlasten die Stromnetze, sodass dadurch der Ausbau der Netz-Kapazitäten in dem ansonsten notwendigen Umfang reduziert bzw. zurückgestellt werden kann. Gleichzeitig liegt die Vermutung nahe, dass die damit angestrebte übergeordnete Betriebsführung sich bezogen auf den jeweiligen Windpark bzw. auf das jeweilige Windparkcluster insgesamt ertragsmindernd auswirkt. Unklar ist jedoch, welche Regelungs- und Betriebsführungskonzepte sich langfristig durchsetzen werden und ob Ertragsminderungen, die durch Maßnahmen im Bereich des Erzeugungsmanagements verursacht werden, in der Jahresbilanz eine Größenordnung annehmen, die in Szenarienrechnungen Beachtung finden müsste. Sollte dies der Fall sein, wären die Szenarien um den entsprechenden Fehlertrag zu korrigieren. Zum Ausgleich müssten dann zusätzliche Potenziale (z. B. im Bereich des REG-Stromimports) in die Szenarien-Rechnung einbezogen werden, soweit es sich um klimaschutz- und ausstiegsorientierte Zielszenarien handelt und dementsprechend umweltpolitischen Zielvorgaben für die Szenarienerstellung verbindlich sind. In diesem Fall würde sich die Gesamt-Kraftwerkskapazität in dem Szenario nochmals erhöhen.

3.3 Raumbezogene Entlastungs- und Belastungseffekte durch die Veränderung des Kraftwerksmixes im Szenario „solare Vollversorgung“

Wie Tab. 2 zeigt, werden im REG-Szenario bis 2050 vor allem fossile und nukleare Kapazitäten zurückgebaut. Dadurch werden vor allem Großkraftwerksstandorte für Folgenutzungen frei. Eine entlastende Wirkung für die Landschaft und die Siedlungsstruktur innerhalb Deutschlands ist insbesondere auch durch den fast vollständigen Verzicht auf die Steinkohle- und Braunkohleverstromung zu erwarten. Unter den Annahmen und Bedingungen, die das REG-

Tab. 2: Zubau und Rückbau von Kraftwerken 2000 bis 2050 im Fossil-Szenario und im REG-Szenario

Energieträger	Brutto-Stromerzeugung GWh	Brennstoffverbrauch			Heizwert MJ/kg	mittlerer Brutto-Nutzungsgrad %
		natürliche Mengen		Energie-menge PJ		
		tU	Mio.t SKE	PJ		
Kernenergie ¹⁾	169.606	4.000	63,217	1.853	-	33,0
		Mio.t		PJ	MJ/kg	%
Braunkohle ²⁾	148.332	172,9	48,666	1.426	8,3	37,4
Steinkohle	143.164	43,3	43,328	1.270	29,3	40,6
Heizöl ³⁾	3.613	0,9	1,255	37	42,0	35,4
	GWh	Mrd. m3		PJ	MJ/m3	%
Erdgas	49.144	11,3	12,201	358	31,7	49,5
sonstige gasförmige Brennstoffe	12.262	3,5	3,842	113	31,7	39,2
	GWh	-		PJ	-	-
übrige ⁴⁾	12.367	-	3,822	112	-	-

¹⁾ Für Kernenergie wurde der Brennstoffenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode berechnet

²⁾ Rohbraunkohle, Hartbraunkohle, Braunkohlenbrikettantrieb

³⁾ Heizöle und Dieselkraftstoff

⁴⁾ Müll, Windenergie, Photovoltaik, Biomassebrennstoffe, Ölschiefer, Abhitze, bezogener Dampf

Quelle: IER 2002

Szenario voraussetzt bzw. beschreibt, müssen Flächen für den aktiven Braunkohlen-Tagebau im Zieljahr 2050 nicht mehr in Anspruch genommen werden. Ebenso wird der deutsche Steinkohlebergbau für die Stromversorgung nicht mehr benötigt. Letzteres betrifft allerdings auch die im Fossil-Szenario beschriebene Referenzentwicklung, da dort im Jahre 2050 statt heimischer Kohle nur noch Importsteinkohle zur Verstromung eingesetzt wird (vgl. Förster; Fahl 2006 und IER 2002). In Tab. 3 sind die natürlichen Brennstoffmengen aufgelistet, die im Jahre 2000 zur Stromerzeugung in Wärmekraftwerken eingesetzt wurden. Bezogen auf die Brennstoff-Masse dominiert eindeutig die Braunkohle den Brennstoff-Mix der derzeitigen deutschen Stromerzeugung. Zudem wird fast 100 % der Braunkohle in Deutschland gewonnen, sodass alle Raum- und Umweltbelastungen des Braunkohlebergbaus innerhalb Deutschlands wirksam werden.

Tab. 3: Brennstoffverbrauch und Bruttostromerzeugung in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000

	KW-Bestand 2000	Kapazitäts-Veränderungen 2000-2050			
		Szenario Fossil		Szenario REG	
		Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
	GW	GW	GW	GW	GW
Wasserkraft	8,9	1,7	-	2,4	-
Windenergie	6,0	21,5	-	52,2	-
Photovoltaik	0,1	9,5	-	9,5	-
Geothermie	-	0,3	-	9,4	-
Biomasse/-gas/Müll	1,4	2,8	-	10,4	-
Wasserstoff	-	3,4	-	48,6	-
Steinkohle	30,1	-	2,1	-	28,7
Braunkohle	20,1	2,8	-	-	19,9
Erdgas	22,0	-	0,8	-	14,6
Heizöl	7,7	-	7,7	-	7,7
Kernenergie	21,3	-	21,1	-	21,3
REG-Stromimport	-	-	-	37,9	-
Summe Inland	118,5	42,0	31,7	132,1	92,4
Summe Gesamt	118,5	42,0	31,7	170,1	92,4

Quelle: BMWi; VWEW 2002, ATW 2003

Der bis 2050 zugebaute Kraftwerksmix besteht aus regenerativen Stromerzeugern sowie aus Brennstoffzellen, die im Zieljahr ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden. Insbesondere die Kapazität der Windenergieanlagen nimmt im Vergleich zu dem Ausbaustand des Jahres 2000 stark zu. Onshore aufgestellte Windenergieanlagen sind wegen ihrer landschaftsprägenden Wirkung und der störenden Einflüsse auf benachbarte empfindliche Nutzungen als besonders raumwirksam einzustufen. Wenige Erfahrungen liegen bisher mit der Offshore-Windenergienutzung vor. Hier werden vor allem Anlagen in Küstennähe aufgrund von befürchteten Beeinträchtigungen des Tourismus kritisch gesehen. Konflikte können aber auch in Bezug auf eine Beeinträchtigung der Belange des Naturschutzes und in Bezug auf die Sicherheit des Schiffsverkehrs bestehen.

Ebenso ist zu erwarten, dass Biomasse-Feuerungsanlagen aufgrund der Anforderung an die Verbrauchernähe der Anlagenstandorte, aufgrund des erhöhten Transportbedarfs für die Brennstoffanlieferung bzw. der Reststoffentsorgung und aufgrund der Geruchs- und Luftschadstoff-Emissionen mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden. Dies gilt in besonderem Maße für Anlagen, die mit Brennstoffen aus dem Bereich der Abfallwirtschaft betrieben werden (z. B. belastetes Altholz). Stellt man die etwa 70 heute bundesweit be-

triebenen Müllverbrennungsanlagen den etwa 350 großen Biomasseanlagen gegenüber, die das REG-Szenario für das Jahr 2050 ausweist, lässt sich das Konfliktpotenzial erahnen, das das Szenario in dieser Hinsicht birgt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass neben den als besonders problematisch angesehenen Abfallstoffen auch Energiepflanzen und unbelastete Reststoffe als Brennstoffpotenzial zur Verfügung stehen und zum Einsatz kommen werden, sodass zumindest ein erheblicher Teil der Anlagen nicht in dem vergleichbaren Umfang wie heute Müllverbrennungsanlagen mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden.

Weitgehend neuartig sind Geothermieanlagen zur Stromerzeugung. Für diesen Anlagentyp liegen in Deutschland bislang kaum Praxiserfahrungen vor, besondere Raum- und Umweltbeeinträchtigungen sind jedoch von dieser Anlagenkategorie aus heutiger Sicht kaum zu erwarten. Brennstoffzellen werden vielfach Kleinanlagen zur Objektversorgung sein, die weder eigene Betriebsgebäude noch eigene Betriebsgrundstücke benötigen, sondern als KWK-Anlagen für die Gebäudewärmeversorgung konzipiert sind und innerhalb der Gebäude untergebracht sind, für deren Versorgung sie genutzt werden. Auch von größeren Brennstoffzellen-HKW gehen im Einzelfall keine erheblichen negativen Raumwirkungen aus, da die spezifischen lokal wirksamen Emissionen dieser Anlagen außerordentlich gering sind und der Flächenbedarf in etwa vergleichbar mit dem von heute üblichen Blockheizkraftwerken gleicher Kapazitätsklassen ist. Im Unterschied zur heutigen Situation nimmt die Gesamtanzahl dieser Anlagen jedoch zu, woraus im Vergleich mit dem heutigen Kraftwerkspark in der Summe eine höhere Flächeninanspruchnahme resultiert. Für den Betrieb von Brennstoffzellenkraftwerken ist generell ein Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur vorauszusetzen, da diese Anlagen ab 2030 in zunehmendem Umfang und bis zum Jahre 2050 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden. Für die Erschließung von Siedlungsgebieten mit Wasserstoffnetzen sind aufgrund des höheren technischen Aufwands noch in stärkerem Maß als beim Erdgas Mindest-Abnahmedichten erforderlich, sodass eine flächendeckende Nutzung der Brennstoffzellentechnologie wenig wahrscheinlich ist.

Der Zubau an Wasserkraftkapazitäten beschränkt sich bezogen auf Anlagenstandorte in Deutschland weitgehend auf Leistungserhöhungen im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen im Anlagenbestand, neue Anlagen werden aufgrund geringer Zubau-Potenziale kaum gebaut werden.

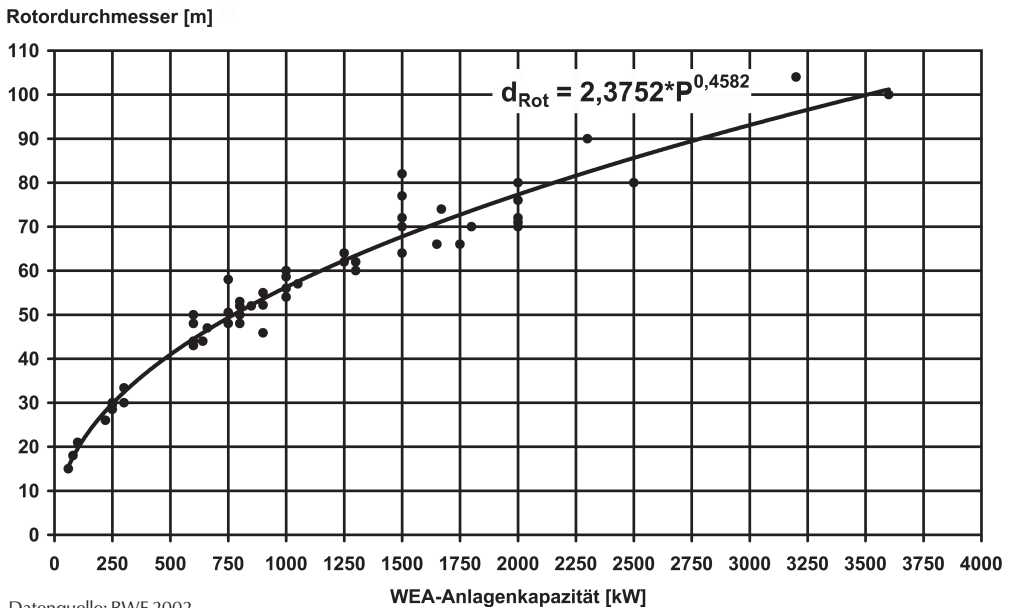
Die IER-Szenarien sehen einen sehr weitgehenden Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland vor (für das Jahr 2050 im Fossil-Szenario 27,5 GW und im REG-Szenario 58,3 GW). Im Fossil-Szenario würde der Anlagenzubau sich vor allem auf den Offshore-Bereich konzentrieren (12,5 GW in 2050), während die Onshore-Kapazitäten gegenüber dem heutigen Ausbaustand in etwa konstant bleiben würden (15 GW in 2050). Gemäß REG-Szenario wären die technischen Potenziale, die vom IER für On- und Offshore mit jeweils 30 GW angegeben werden, bis 2050 allerdings jeweils nahezu vollständig auszuschöpfen.

Im REG-Szenario wird die Steigerung der Gesamt-Kapazität der Onshore-Windenergieanlagen von heute 18,4 GW auf etwa 29,2 GW im Jahre 2050 durch eine Erhöhung der spezifischen Anlagenleistung erreicht. Ende 2005 lag die durchschnittliche Kapazität der insgesamt rund 17.600 Windenergieanlagen in Deutschland bei 1.050 kW. Wachsende Anlagengrößen verbessern die Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung und ermögli-

chen es, die Anzahl der neu gebauten bzw. der im Zuge des Repowering zu ersetzenden Anlagen trotz steigender Gesamtkapazität zu begrenzen bzw. zu reduzieren. Allerdings sind der Anlagengröße für die Onshore-Aufstellung durch infrastrukturelle Beschränkungen (max. passierbare Höhen bzw. Breiten von Brücken und sonstigen Bauwerken) Grenzen gesetzt. Die Autoren der DENA-Netzstudie gehen davon aus, dass langfristig eine mittlere Anlagengröße für die Onshore-Windenergienutzung von 2,5 MW als realistisch anzusehen ist (vgl. DENA 2005).

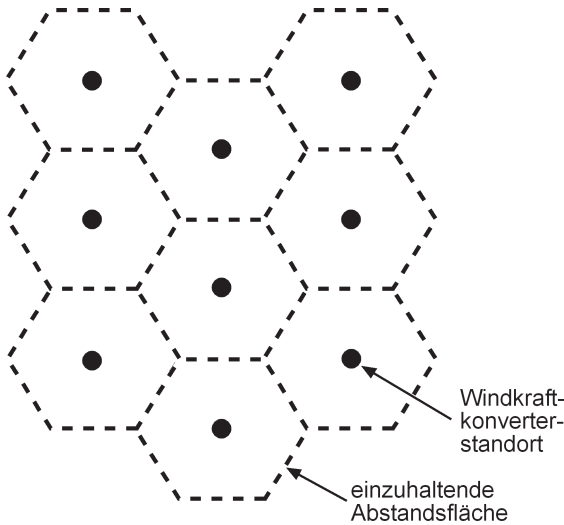
Der Flächenbedarf einzeln aufgestellter Windenergieanlagen ist gering und beschränkt sich im Wesentlichen auf die Grundfläche des Anlagenfundamentes sowie auf Zufahrtsstraßen für die Geländeerschließung. Der Flächenbedarf von Windparks dagegen ist erheblich größer und hängt im Wesentlichen vom Abstand der Einzelanlagen zueinander ab. Dieser Abstand wird bei generalisierender Betrachtung, die keine spezifischen Standortgegebenheiten berücksichtigen kann, durch den Rotordurchmesser bestimmt. Die Erhöhung der spezifischen Anlagenleistung bedingt auch eine Vergrößerung der Rotordurchmesser der einzelnen Anlagen. In Abb. 1 ist der Rotordurchmesser einiger aktuell am Markt verfügbarer Anlagen über der Anlagenkapazität aufgetragen. Demnach steigt der Rotordurchmesser von etwa 40 m bei 500-kW-Anlagen über 56 m bei 1-MW-Anlagen bis hin zu 77 m bei 2-MW-Anlagen an. Anlagen mit einer Kapazität von 2,5 MW und mehr werden derzeit erst vereinzelt angeboten, sodass über die Entwicklung der Anlagenparameter noch keine verlässlichen Angaben möglich sind. Die Marktdaten deuten aber darauf hin, dass 2,5-MW-Anlagen mit Rotordurchmessern 85 m und mehr üblich sein könnten.

Abb. 1: Abhängigkeit des Rotordurchmessers von Windenergieanlagen von der Anlagenkapazität



Bei einem angenommenen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 86 m im Jahre 2050 und einem Abstand zwischen zwei Windenergieanlagen in Höhe von durchschnittlich 6 Rotordurchmessern ergäbe sich eine Windparkfläche von 23 ha pro Einzelanlage. Daraus resultiert bei einer Anlagenaufstellung wie in Abb. 2 eine Onshore-Windparkgesamtfläche in der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von 2.670 km², wenn unterstellt wird, dass zukünftig alle Anlagen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit in Windparks aufgestellt werden.

Abb. 2: Windpark-Konfiguration bei Standorten ohne eindeutige Hauptwindrichtung



$$A_{WEK} = \sqrt{\frac{3}{4}} * (k_A * d_R)^2$$

A_{WEK} verfügbare bzw. benötigte Gebietsfläche für den Windpark

k_A richtungsunabhängiger Abstandsfaktor

d_R Rotordurchmesser der Windenergieanlage

Quelle: Kaltschmitt; Wiese 1993

Ermittelt man für den derzeitigen Anlagenbestand den Flächenbedarf nach derselben Methode, ergibt sich rechnerisch bei einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 58 m eine Gesamtflächenbelegung in Höhe von 1.812 km². Die Gesamtfläche, die nach REG-Szenario für Onshore-Windparks bereitgestellt werden müsste, wäre also um den Faktor 1,5 höher als die durch den derzeitigen Bestand an Windenergieanlagen bzw. Windparks rechnerisch heute bereits belegte Fläche. Mit dem IER-Ausbauszenario ließe sich jedoch gegenüber der heutigen Situation die Anzahl der Anlagen – eine Erhöhung der durchschnittlichen Anlagenleistung um den Faktor 2,4 bis 2050 vorausgesetzt – reduzieren, während sich die Gesamt-Onshore-Windenergieleistung gleichzeitig deutlich erhöhen würde (vgl. Tab. 4).

Aufgrund der wachsenden Größe der Windenergieanlagen und der zunehmenden Standortverknappung planen Windparkentwickler Windparks mit immer engeren Anlagenabständen. Allerdings muss im Rahmen von Windpark-Genehmigungsverfahren gutachterlich nachgewiesen werden, dass die Standsicherheit der Anlagen durch zunehmende Turbulenzbeanspruchung im laufenden Betrieb nicht beeinträchtigt wird, wenn der Abstand zwischen zwei Anlagen ein bestimmtes Maß unterschreitet (vgl. für Nordrhein-Westfalen WEA NRW 2002 und 2005 sowie allgemein Seifert et al. 2003). Trotzdem besteht die Tendenz zur Verringerung der Anlagenabstände und es verringern sich die benötigten Windparkflächen entsprechend.

Tab. 4: Onshore-Windenergieausbau im REG-Szenario

	$\text{m}^2/\text{MWh}_{\text{el}}/\text{a}$	$\text{GWh}_{\text{el}}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$
Freiflächen-Photovoltaik	21	47
Windparkfläche Onshore (3,3 MW, 1.900 h/a)	47	21
Kurzumtriebsplantage und Holzgas-GuD	518	2
Silomais/Wintergerste Biogas-BHKW	1.381	1

Quelle: Enders 2006; IER 2002; WI 2002

Die Fläche, die für Windparks benötigt wird, ist anderen Nutzungen nicht vollständig entzogen. In den meisten Fällen ist auch weiterhin der landwirtschaftliche Betrieb ohne große Einschränkungen möglich. Daher wäre es zum Beispiel vorstellbar, dass Windparkflächen bei entsprechender Standorteignung für die Energiepflanzenproduktion genutzt werden würden. Auf diese Weise ließe sich allerdings der flächenspezifische Gesamtenergieertrag nur wenig erhöhen. Der Energieertrag des Energiepflanzenanbaus und damit auch der flächenspezifische Stromertrag aus Biomasse- bzw. Biogasfeuerungen auf der Basis von Energiepflanzen ist je nach Kulturen, Standortgunst und Feuerungstechnik zwischen 10- und 30-mal geringer als bei modernen großen Onshore-Windenergieanlagen (vgl. Tab. 5)

Tab. 5: Spezifische Flächeninanspruchnahme regenerativer Stromerzeugung auf Freiflächen

		Anlagen-Bestand Ende 2005	IER-REG-Szenario 2050
Installierte Gesamtleistung	[GW]	18,4	29,2
Anzahl WEA		17.574	11.700
Durchschnittliche WEA-Kapazität	[MW]	1,05	2,5
Gesamt-Windpark-Fläche *)	[km^2]	1.812	2.670

*) berechnet auf Basis einer vollständigen Aufstellung der Anlagen in Windparks bei einem mittleren Abstand der Anlagen untereinander in Höhe des 6-fachen Rotordurchmessers

Quelle: Fromme 2005

Zudem wären siedlungsstrukturelle Anpassungen bzw. Einschränkungen in Abhängigkeit von der Leistungsgröße, des biogenen Brennstoffs und der Umwandlungstechnologie insbesondere dann erforderlich, wenn die Abwärme zur Einspeisung in Wärmenetze und damit zur Erhöhung der Gesamteffizienz der Biomassenutzung genutzt werden soll. So würde z. B. die Versorgung eines Dorfgebietes mit einer Flächengröße von 19 ha mit Nahwärme aus einem holzgasbefeuerten BHKW aus Kurzumtriebsplantagen eine Anbaufläche von 270 ha und bei Nutzung von Waldrestholz eine Waldfläche von 3.600 ha erfordern, wobei vereinfacht angenommen wurde, dass der gesamte Wärmebedarf über das BHKW gedeckt wird (vgl. Tab. 6).

Tab. 6: Flächenbezogene Kenndaten für ein Holzgas-BHKW zur kombinierten Strom- und Siedlungswärmeversorgung

Elektrische Leistung	1	MW _{el}
Thermische Leistung	1	MW _{th}
Auslastung	6.000	h/a
Netto-Stromerzeugung	5,74	GWh _{el} /a
Netto-Wärmeerzeugung	6	GWh _{th} /a
Elektrischer Nutzungsgrad	42	%
Holzvergaser-Nutzungsgrad	82	%
Nutzungsgrad Strombereitstellung	34	%
Jahres-Rohholz-Energiebedarf	16,7	GWh/a
Restholz-Flächenertrag Wald	4,6	MWh/(ha*a)
ha-Ertrag Kurzumtriebsplantage	61,3	MWh/(ha*a)
Wärmebedarfsdichte Dorfgebiet	28,3	GWh/(km ² *a)

Quelle: Fromme 2005

Der räumlichen Verteilung von Windenergieanlagen sind durch die Konzentration windhöfziger Standorte innerhalb der Bundesrepublik vergleichsweise enge Grenzen gesetzt. Die Windenergienutzung ist aufgrund naturräumlicher Gegebenheiten in der Wahl der Anlagenstandorte stark eingeschränkt. Diese Einschränkung kann nicht durch Planung und durch technischen Fortschritt nur in begrenztem Maße kompensiert werden.

Der Schwerpunkt der technischen Leistungspotenziale für die Onshore-Windkraftnutzung liegt – den Ergebnissen einer Potenzialstudie entsprechend, die vom IER flächendeckend für die Bundesrepublik Deutschland durchgeführt und 1993 veröffentlicht wurde – mit einem Anteil von fast 90 % in den drei Küstenländern (vgl. Kaltschmitt; Wiese 1993). Auch in einer aktuelleren Studie für das Land Niedersachsen werden die Berechnungen von Kaltschmitt; Wiese aus dem Jahre 1993 über die technischen Leistungspotenziale der Windenergienutzung zumindest für dieses Bundesland in ihrer Größenordnung in etwa bestätigt (vgl. Nitsch 2004). Ende 2005 waren bezogen auf die Anlagenkapazitäten 45 % und bezogen auf die Anlagenanzahl 48 % der WEA auf die drei Küstenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern konzentriert, während der Anteil dieser Bundesländer an der Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschland bei nur knapp einem Viertel liegt (vgl. BWE 2006). Seit einigen Jahren konzentriert sich jedoch der Ausbau zunehmend auf das Binnenland (vgl. BWE 2006). Ein Vergleich des aktuellen Ausbaustands in den Bundesländern macht deutlich, dass die technischen Potenziale im Binnenland in Kaltschmitt; Wiese 1993 teilweise erheblich unterschätzt wurden. Deren Berechnung bezog sich im Übrigen ausschließlich auf die Windhöffigkeit sowie auf die Flächenverfügbarkeit, die aus der zu dem Zeitpunkt der Potenzialberechnung aktuellen Flächennutzungsstruktur abgeleitet wurde. Wird bei der Ermittlung der Leistungspotenziale dagegen der steuernde Einfluss der räumlichen Planung berücksichtigt, ergeben sich erhebliche Abweichungen zu Ergebnissen von Studien, die sich vorwiegend am naturräumlich-technisch Machbaren orientieren. Insbesondere die nördlichen Binnenländer Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt

bieten aufgrund entsprechender Ausweisungen von Eignungsgebieten und Konzentrationszonen noch erhebliche zusätzliche Flächenreserven für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung, während insbesondere in Schleswig-Holstein die planungsrechtlich gesicherten Flächen weitgehend – wenn auch zu einem hohen Anteil mit Altanlagen – bebaut sind (vgl. DENA 2005). Es ist zu vermuten, dass bei einer weitgehenden Ausschöpfung der verfügbaren planungsrechtlich abgesicherten Flächenpotenziale im Zuge von Repowering-Maßnahmen und der Erschließung neuer Standorte schwerpunktmäßig neben dem küstennahen Norden der Bundesrepublik vor allem die nördlichen Binnenländer betroffen sein würden (vgl. Tab. 7).

Im Vergleich zur Windkraft sind die technischen Potenziale für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen ebenso wie für die Stromerzeugung aus Biomasse über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland relativ gleichmäßig verteilt. Werden nur die Potenzialflächen auf Gebäuden betrachtet, korreliert das Photovoltaik-Potenzial – hier dargestellt als potenziell installierbare Anlagenleistung (vgl. Tab. 7) – mit der Gebäudedichte, sodass die Stadtstaa-

Tab. 7: Leistungspotenziale zur regenerativen Stromerzeugung auf der Fläche der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf die jeweilige Gesamtfläche der Bundesländer

Bundesland	Biomasse *) kW/km ²	PV auf Gebäude- flächen kW/km ²	Wasserkraft kW/km ²	Windenergie	
				Kaltschmitt/ Wiese 1993 **) kW/km ²	DENA 2005 ***) kW/km ²
Schleswig-Holstein	45	250	1	860	144
Mecklenburg-Vorpommern	44	110	0	781	47
Niedersachsen	45	279	2	482	103
Hamburg	31	2.703	0	314	k.A.
Bremen	47	2.374	0	592	k.A.
Berlin	26	3.758	0	0	k.A.
Brandenburg	38	125	1	24	88
Nordrhein-Westfalen	51	634	5	25	65
Rheinland - Pfalz	41	346	17	30	41
Hessen	37	468	9	23	20
Saarland	33	748	15	23	22
Sachsen	41	343	4	63	38
Sachsen-Anhalt	46	206	4	10	107
Thüringen	44	261	6	7	31
Baden-Württemberg	39	507	39	52	7
Bayern	41	334	45	9	4

*) berechnet auf der Basis des technischen Brennstoffpotenzials des jeweiligen Bundeslandes und eines Netto-Nutzungsgrades der Stromerzeugung

**) Technisches Leistungspotenzial ohne Berücksichtigung planungsrechtlicher Vorgaben

***) Planungsrechtlich für die Windenergienutzung gesicherte Flächen

Quelle: Datenbasis: Kaltschmitt; Wiese 1993, DENA 2005

ten, bezogen auf die Gesamtlandesfläche, die höchsten Photovoltaikpotenziale aufweisen. Im Bereich der Biomasse ist die Zuordnung zwischen den Potenzialen für das Brennstoffaufkommen und dem Standort der Stromerzeugung nicht eindeutig, da Biomassebrennstoffe im Unterschied zu nicht stofflich gebundenen Primärenergien transportfähig sind. Daher ist eine räumliche Zuordnung der Leistungspotenziale für die Stromerzeugung aus Biomassebrennstoffen zu den Flächenpotenzialen der Biomassebereitstellung streng genommen nicht zulässig. Wenn man vereinfacht davon ausgeht, dass die Verstromung der Brennstoffe innerhalb desselben Bundeslandes wie die Gewinnung erfolgt, zeigt sich eine räumlich sehr homogene Potenzialverteilung. Bei den Biomassepotenzialen werden die höheren Potenziale aus dem Energiepflanzenanbau sowie den Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft, die den ländlichen Regionen zuzurechnen sind, weitgehend durch höhere Potenziale ausgeglichen, die die Stadtstaaten im Bereich der Biomasse aus Bioabfall sowie aus Klär- und Deponiegas aufzuweisen haben. Die Wasserkraft hat ihren eindeutigen Schwerpunkt im Süden der Bundesrepublik Deutschland (vgl. Tab. 7).

Im REG-Szenario erhöht sich die Zahl der Erzeugungseinheiten deutlich im Vergleich zu der heutigen Kraftwerksstruktur. Während die Zahl der konventionellen Anlagen (Wärme- kraftwerke und Wasserkraftwerke) im Jahr 2000 bei insgesamt etwa 13.000 lag, steigt die Gesamtzahl der Stromerzeuger ohne Berücksichtigung von Anlagen, die für den Stromimport produzieren und ihren Standort im Ausland haben, bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 196.000 an (vgl. Tab. 8 und Tab. 9). Dabei ist die spezifische Leistungsgröße sehr unterschiedlich. Im Jahr 2000 lag die Kapazität konventioneller Wärme- und Wasserkraftwerke bei durchschnittlich 8 MW. Die Stromerzeugung wurde jedoch eindeutig dominiert von großen Wärmekraftwerken, die ihrerseits insgesamt eine durchschnittliche Anlagenkapazität von 380 MW hatten. Im Jahre 2050 beträgt gemäß REG-Szenario die durchschnittliche Kapazität aller Stromerzeuger mit Standort in Deutschland nur noch etwa 800 kW, während Großkraftwerke für die Stromversorgung praktisch kaum noch eine Rolle spielen.

Tab. 8: Anzahl, Nettoleistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeuger 2000

	Kapazität (Netto)	Anzahl Anlagen	mittlere Anlagen- Kapazität
	GW		MW
Anlagenmix nur REG-Strom und Müll	17	46.700	0,4
Anlagenmix gesamt (inkl. REG-Strom)	119	51.960	2
Anlagenmix ohne Photovoltaik	118	22.960	5
Anlagenmix ohne Photovoltaik und Wind	112	13.560	8
Anlagenmix ohne Photovoltaik, Wind und Wasserkraft	103	7.860	13
fossil befeuerte Stromerzeuger	80	5.241	15
fossil befeuerte Wärmekraftwerke (ohne BHKW)	78	241	322
Nur fossile und nukleare Wärmekraftwerke (ohne BHKW)	99	260	380

Quelle: BMWi; VWEW 2002, VGE 2002, Staiß 2001; Enquete 2002, Fahl 2002, Fromme 2005

Tab. 9: Anzahl, Nettoleistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeuger im REG-Szenario bezogen auf das Jahr 2050

	Gesamt-Kapazität	Anzahl Anlagen *)	Kapazität pro Anlage*)
	GW		MW
Kernenergie	0,0	0	-
fossile Stromerzeuger	8,8	125	70,5
Wasserstoff	48,6	11.800	4
Biomasse/Biogas/Müll	12,0	4.600	3
Wasserkraft	11,3	7.600	1,5
Windenergie Onshore	29,2	11.700	2,5
Windenergie Offshore	29,2	5.800	5
Photovoltaik	9,6	154.000	0,06
Geothermie	9,4	190	50
Anlagenmix Inland gesamt	158,2	195.815	0,81
Anlagenmix Inland ohne Photovoltaik	148,6	41.815	3,55
REG-Stromimport	37,9	k.A.	k.A.
Anlagenmix gesamt	196,1	k.A.	k.A.

*) nur Anlagen mit Standort im Inland

**) einschließlich Erdgas-BHKW

Quelle: IER 2002, Förster; Fahl 2006, Fahl 2002

3.4 Der zukünftige Stromtransportbedarf und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Freileitungstrassen

Der sehr hohe Anteil von Windkraftleistung erfordert ebenso wie der Import regenerativ erzeugter Elektrizität flankierende Maßnahmen im Bereich des Netzausbaus. Auf der anderen Seite können die Netze aber auch durch die Vielzahl von Stromerzeugern, die verbrauchsnahe einspeisen, entlastet werden. Ebenso kann die Nutzung fluktuierender elektrischer Leistungen zur Wasserstoffproduktion zu einer Vergleichmäßigung des Leistungstransportbedarfs und somit zu einer Entlastung der Netze beitragen.

Der Windenergieausbau an Land ist in Norddeutschland bereits jetzt schon relativ weit fortgeschritten. Die Kapazitätsgrenze des – auf eine geringe Lastdichte und die konventionelle Erzeugungsstruktur ausgerichteten – Hochspannungsverteilungs- und des Übertragungsnetzes ist in küstennahen Regionen schon erreicht, Planungs- und Genehmigungsverfahren für einzelne neue Freileitungstrassen, die mit einem zunehmenden Leistungstransportaufkommen aus der Windkraft begründet werden, sind bereits im Gange. Eine Studie, die ein Konsortium aus Unternehmen der Elektrizitätsverbundwirtschaft, dem Deutschen Windenergieinstitut (DEWI) und dem energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (EWI) 2005 im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (DENA) veröffentlicht hat, hat ergeben, dass eine installierte Windleistung in Höhe von 48,2 GW, welche für den Ausbau an Land (27,9 GW) und auf dem Meer (20,3 GW) bis 2020 prognostiziert wird, einen Ausbau

des Höchstspannungsnetzes in einer Größenordnung von zehn zusätzlichen Trassen mit insgesamt 1.900 Trassenkilometern erfordern würde (vgl. Luther 2002, Dany et al. 2003 und DENA 2005 sowie Tab. 10). Dies würde einer Zunahme der Trassenlänge des Höchstspannungsnetzes des Jahres 2000 (vgl. BMWi; VWEW 2002) um etwa 10 % entsprechen.

Für große Offshore-Windparks ist zusätzlich die Frage der Netzanbindung zu klären. Offshore-Windparks mit Leistungen bis in den Gigawattbereich sind als Großkraftwerke zu betrachten und können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Dabei müssen die Seekabel, über die die Anlagen an das Verbundnetz angeschlossen werden, das zum großen Teil unter Naturschutz stehende Küstenmeer durchqueren. Da die Windparks nur schrittweise geplant, genehmigt und gebaut werden und eine Vielzahl von Akteuren mit zum Teil gegenläufigen Interessen über einen langen Zeitraum an diesen Prozessen beteiligt ist, wird es allenfalls unter großen Schwierigkeiten möglich sein, eine Bündelung der Kabeltrassen zu erreichen und die Bauarbeiten zeitlich zu koordinieren.

Tab. 10: Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes bis 2020 nach Windenergie-Szenario des DENA-Fachbeirates

Ausbauphase	Neubau Trassenlänge (kumuliert)	prognostizierte Windkraft-Gesamtleistung (DENA - Fachbeirat)		
		Onshore (inkl. Repowering)	Offshore	Gesamt
	km	MW	MW	MW
bis 2010	455	24.347	5.439	29.786
2010 bis 2015	845	26.185	9.793	35.978
2015 bis 2020	1.895	27.854	20.358	48.212

Quelle: DENA 2005

Für die Netzanbindung müssen sowohl küstennahe Einspeisepunkte mit ausreichender Kapazität als auch in den betreffenden Netzabschnitten zwischen Einspeisepunkt ins Verbundnetz und Lastschwerpunkt freie Übertragungskapazitäten verfügbar sein. Im Küstenbereich der Nordsee sind zurzeit an den Standorten Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer und an der Ostsee in Greifswald und Rostock Einspeisepunkte ins Höchstspannungsnetz zu finden. Zusätzliche potenzielle Einspeisepunkte entstehen, wenn küstennahe Großkraftwerke (z. B. die KKW Unterweser, Krümmel und Brokdorf) stillgelegt werden.

Für die Netzanbindung von großen Offshore-Windparks bzw. Windpark-Clustern ist zu berücksichtigen, „dass aufgrund von UCTE-Vereinbarungen pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3.000 MW eingespeist werden dürfen, da die maximale Reservehaltung bislang auf diesen Wert im europäischen Verbundnetz begrenzt ist“ (Hoppe-Kilpper 2003). Ohne Berücksichtigung der durch die Stilllegung von Großkraftwerken zusätzlich frei werdenden Einspeise- und Transportkapazitäten sind damit aktuell maximal 18 GW zusätzlicher Kraftwerksleistung küstennah an das Verbundnetz anschließbar. Das IER-REG-Szenario sieht für den Zeithorizont 2050 immerhin einen Ausbau bis auf 29 GW im Offshore-Bereich vor.

Zusätzliche Anforderungen an die Übertragungs- bzw. Transportkapazität des Stromnetzes entstehen durch den Import regenerativ erzeugten Stroms zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland. Im REG-Szenario werden beginnend mit dem Jahr 2020 52 TWh, im Jahre 2030 bereits 114 TWh und im Jahr 2050 157 TWh regenerativ erzeugter Strom importiert. Der Ergebnisbericht zu den Szenarien des IER enthält keine näheren Angaben zur geographischen und primärenergetischen Herkunft des Importstroms. Es werden lediglich Größenordnungen der erschließbaren Potenziale für den REG-Strom-Import innerhalb der Betrachtungszeitsegmente des Szenarios benannt. Die Möglichkeiten, REG-Importstrom in die deutsche Stromversorgung einzubinden, sind in Bezug auf die geographische Richtung der Netzeinspeisung, die Leistungscharakteristik und in Bezug auf die Erzeugungszuverlässigkeit sehr unterschiedlich. Es werden Wasserkraftpotenziale aus Skandinavien und Russland, Windenergie und Biomasse aus europäischen Nachbarländern und solarthermischer Strom aus Nordafrika genannt (vgl. IER 2002).

Sollen Energieströme oder Lageenergie⁴, die im Gegensatz zu Brennstoffen nicht oder kaum transportfähig sind, als Primärenergien zur Stromerzeugung genutzt werden, ist der Aufbau zusätzlicher Kapazitäten für den Strom-Ferntransport oft die einzige Möglichkeit für eine weiter gehende netzgestützte Ausschöpfung dieser Potenziale. Das heutige westeuropäische Verbundsystem ist nicht auf den Ferntransport von Strom ausgelegt, es weist überwiegend Regionen mit ausgeglichener Last- und Erzeugungsbilanz aus (vgl. Hagenmeyer 1997). So beträgt die mittlere Transportentfernung für Strom im deutschen Verbundnetz zurzeit etwa 80 km.

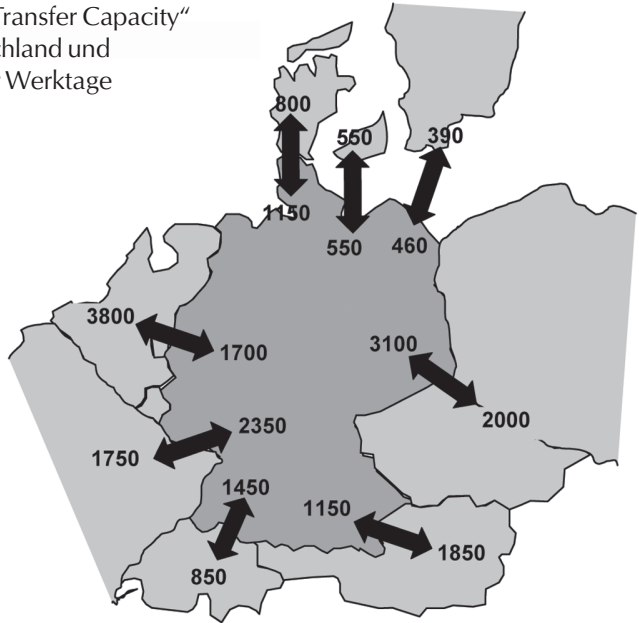
Die Übertragungskapazitäten zwischen den Verbundnetzen der Nachbarstaaten und der Bundesrepublik reichen bei weitem nicht aus, Stromimporte in der Größenordnung des REG-Szenarios (37 GW im Jahre 2050) zu ermöglichen, selbst wenn unterstellt würde, dass das Verbundnetz in ferner Zukunft ausschließlich für den REG-Leistungstransport genutzt werden würde (vgl. Abb. 3, s. S. 144).

Seit längerem werden Vorschläge diskutiert, abgelegene regenerative Stromerzeugungspotenziale für Regionen mit hoher Stromnachfrage über den Aufbau von zusätzlichen Stromferntransportsystemen zu erschließen. Entsprechende Überlegungen wurden bereits in den frühen 90er-Jahren für den Aufbau eines Ost-West-Hochleistungsübertragungssystem von Smolensk über Minsk, Warschau und Berlin nach Borken angestellt (1.800 km Länge, vgl. Abb. 4, s. S. 144). In einer Projektstudie wurde gezeigt, dass über das russische Netz ein Anschluss an die Wasserkraftwerke der Wolga erfolgen könnte und bei weiterem Ausbau der innerrussischen Hochleistungsverbindungen auch an die Wasserkraftwerke in Sibirien mit einer bereits heute installierten Leistung von rund 20 GW, insbesondere an die Wasserkraftwerke Krasnojarskaya/Jenissei (6 GW) und Bratskaya/Angara (5 GW) (Haubrich et al. 1994 und Hagenmeyer 1997).

Ab einer Entfernung von 500 km sind HGÜ-Systeme der Drehstromübertragungstechnik wirtschaftlich überlegen, sodass für Hochleistungsferntransporte aus heutiger Sicht ausschließlich die HGÜ-Technik in Frage kommt. Die Verbindung zu Drehstromnetzen erfolgt über

⁴ Hier: Windenergie, Wasserkraft und solare Strahlungsenergie.

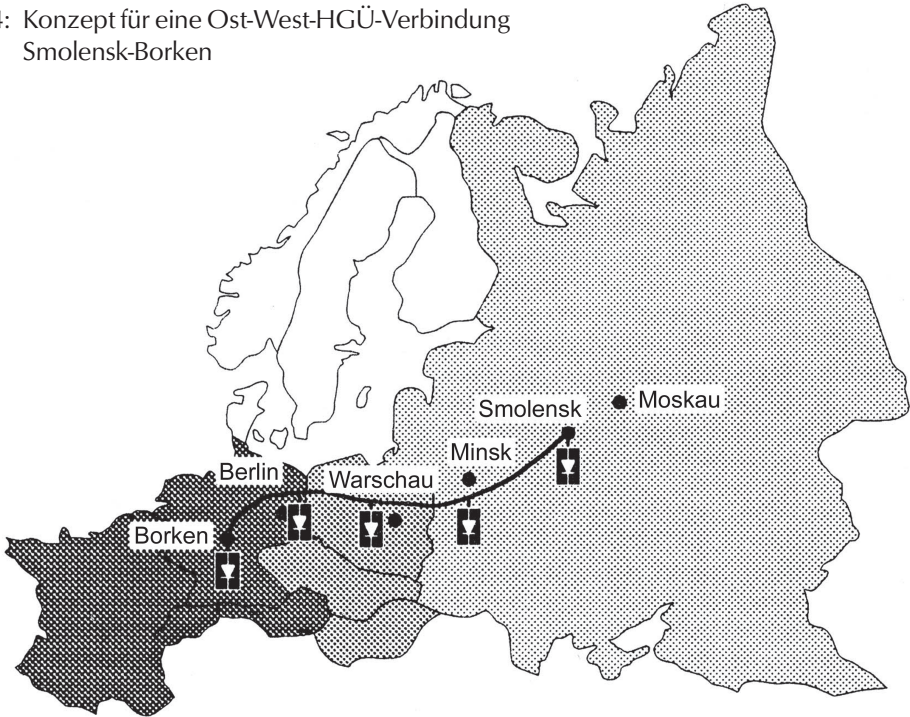
Abb. 3: Anhaltswerte der „Net Transfer Capacity“ (NTC) zwischen Deutschland und den Nachbarländern für Werktage im Sommer 2000



850 Zahlenwerte in Megawatt (MW)

Quelle: Fritz; Linke 2000

Abb. 4: Konzept für eine Ost-West-HGÜ-Verbindung Smolensk-Borken



Quelle: Haubrich et al. 1994

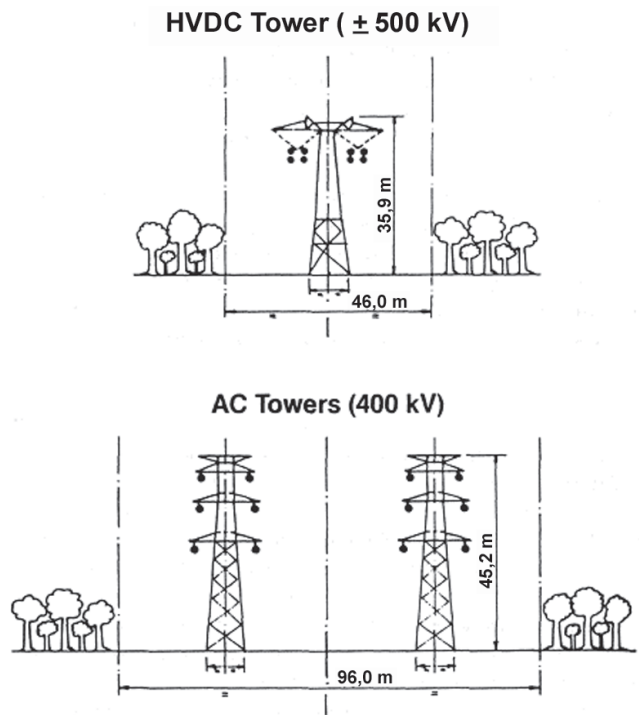
Stromrichterstationen, die den Strom an der Einspeisestelle von Drehstrom in Gleichstrom und am Empfangsort wieder von Gleichstrom in Drehstrom umwandeln.

Im Rahmen von Langfristklimaschutzszenarien wird für REG-Stromimporte nach Deutschland ebenso wie für die Anbindung von Offshore-Windparks der Aufbau von zusätzlichen HGÜ-Systemen diskutiert (vgl. z. B. Nitsch; Trieb 2000). Zum Teil wird – in Analogie zu dem oben genannten deutsch-russischen Beispielprojekt – vorgeschlagen, solche HGÜ-Leitungen bis in die Lastschwerpunkte innerhalb Deutschlands zu verlängern und erst im unmittelbaren Umfeld von Verdichtungsräumen Übergabestationen zur Einspeisung in das bestehende HDÜ-Verbundnetz zu installieren.

Dabei stellt sich wieder das Problem des zusätzlichen Freileitungsbaus in dicht besiedelten Regionen. Die großen Übertragungsleistungen und Transportentfernungen bedeuten insgesamt einen weitgehenden Eingriff in die Landschaft. Zwar beanspruchen HGÜ-Transportsysteme bei gleicher Transportkapazität deutlich weniger Fläche und kommen mit niedrigeren Masten aus als DHÜ-Systeme. Diese spezifisch geringere Raumbeanspruchung wird jedoch durch die verhältnismäßig hohe Übertragungsleistung bei großen Transportentfernungen kompensiert. Die für den Ferntransport von Regenerativstrom erforderlichen Leistungen liegen bei einer Übertragungsspannung von ± 500 kV in einer Größenordnung von 2 (Bipol) bis 4 GW (Doppelbipol) pro Trasse und entsprechen damit in den Raummassen etwa den in Deutschland heute üblichen Höchstspannungsübertragungssystemen im 380-kV-Bereich (vgl. Abb. 5). Höhere Übertragungsleistungen pro Trasse erreichen 600-kV-Systeme mit bis zu $2 * 4.000$ MW. Diese erfordern jedoch noch höhere Masten und dürften damit zumindest in dicht besiedelten Regionen auf erhebliche Akzeptanzprobleme stoßen.

Generell müssen HGÜ-Stromrichter an starke spannungsstützende Netze angeschlossen werden. Ein Netzanschluss gilt als ausreichend spannungsstützend, wenn seine Kurzschlussleistung mindestens etwa das Dreifache der HGÜ-Nennleistung erreicht.

Abb. 5: Mastbilder und Trassen für Gleichstrom- und Drehstromübertragungsleitungen gleicher Übertragungsleistung (2000 MW)



Quelle: Häußler; Schlayer 1994

Ebenso wie im Falle der Anbindung großer Offshore-Windparks an das Verbundnetz darf die maximale HGÜ-Leistung je Anschlussknoten andererseits einen Grenzwert (im UCTE-Netz etwa 3 GW) nicht überschreiten, weil sonst die Stabilität des Netzes bei Ausfall der HGÜ gefährdet wäre. Bei größeren HGÜ-Leistungen sind also entsprechend viele, elektrisch voneinander unabhängige Anschlussknoten erforderlich (vgl. Häußler 2002). Daher wird man zur Erhöhung der Versorgungssicherheit vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen (Nitsch; Trieb 2000).

Geht man von einer maximalen Übertragungsleistung pro Trasse in Höhe von 3 GW aus, wären für den Ausbaustand gemäß REG-Szenario im Jahre 2050 mindestens 12 zusätzliche Hochleistungs-Fernttransporttrassen allein für den Anschluss und die Einspeisung des importierten Regenerativstroms in das deutsche Verbundnetz erforderlich. Der zusätzliche Trassenbedarf für die heimische Offshore- und Onshore-Windeneergieeinspeisung in dem Umfang, den das REG-Szenario beschreibt, übersteigt den Trassenbedarf, den die DENA-Netzstudie ausweist und ist in der Größenordnung ohne zusätzliche Simulationsrechnungen nicht abzuschätzen. Ebenso sind hier keine Aussagen zu dem Grad der Netzentlastung und den eventuell sich daraus ergebenden Potenzialen für einen Rückbau von Netzbetriebsmitteln durch die Dezentralisierung und stärkere Verbrauchsnähe der Stromerzeugung möglich.

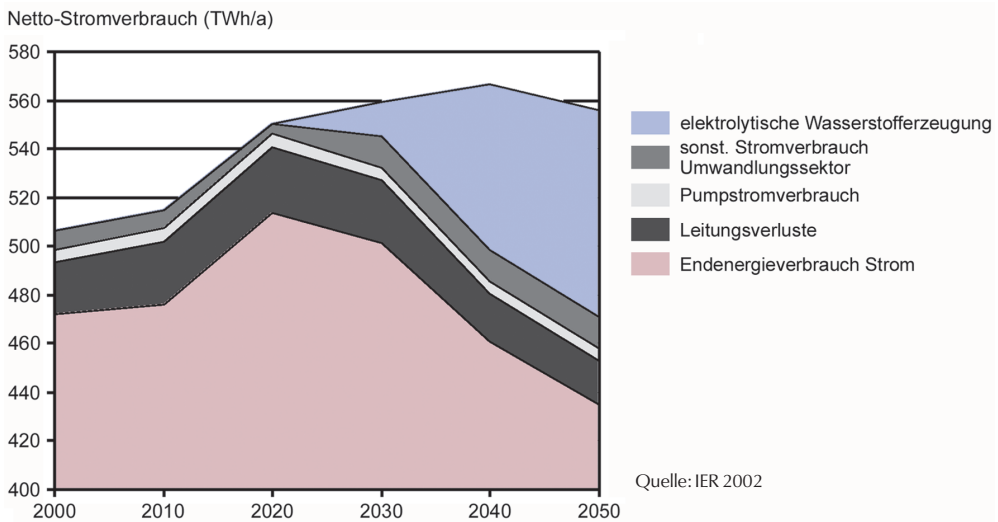
Auch zur Entlastung der Netze durch die Speicherung von Elektrizität bei der Nutzung der Elektrolyse zur Umwandlung in Wasserstoff können keine quantitativen Angaben gemacht werden. Deutlich wird nur, dass eine netzentlastende Wirkung durch Speicherung erst relativ spät eintreten kann. Im REG-Szenario beginnt der großtechnische energiewirtschaftliche Einsatz der Elektrolyse nach 2020. Das bedeutet, dass alle Stromerzeuger, die bis nach 2020 zur Deckung des deutschen Strombedarfs betrieben werden, an das elektrische Netz angeschlossen werden müssen. Die Strom-Transportkapazitäten müssen in Deutschland mindestens soweit ausgebaut werden, dass diese Leistungen vollständig in das System der Stromversorgung integriert werden können.

3.5 Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

Im REG-Szenario dient die Produktion von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom zum Ausgleich der Leistungsschwankungen, zur Speicherung von Erzeugungsüberschüssen und der Sekundärenergiebereitstellung für den Betrieb von Brennstoffzellenstromerzeugern. Ab 2030 wird ein Anteil an der dargebotsabhängigen Stromerzeugung in Höhe von ca. 14 TWh und im Jahr 2050 in Höhe von 85 TWh zur Wasserstoffproduktion genutzt (vgl. Abb. 6). Bei einem Nutzungsgrad der Elektrolyse in Höhe von 75 % ergibt sich eine Wasserstoffproduktion in Deutschland aus regenerativem Strom in einer Größenordnung von 64 TWh. Dieser Wasserstoff wird entweder direkt als Endenergie z. B. in flüssiger Form zum Antrieb von Fahrzeugen oder gasförmig zur Rückverstromung vor allem in Brennstoffzellen-Anlagen eingesetzt.

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff beträgt im REG-Szenario im Jahr 2050 insgesamt 124 TWh. Bei einem angenommenen Nutzungsgrad von 60 % für die Wasserstoffverstromung bezogen auf das Jahr 2050 ergibt sich ein Wasserstoffbedarf für die Elektrizitätswirtschaft in Höhe von insgesamt 200 TWh. Im REG-Szenario wird demnach ca. zwei Drittel der für die Verstromung eingesetzten Wassermenge im Ausland erzeugt und nach Deutsch-

Abb. 6: Netto-Stromverbrauch im Szenario REG/REN-Offensive
„solare Vollversorgung“ (RRO 2)



land importiert. Daher ist es erforderlich, sowohl für den Wasserstoffimport als auch für den Transport, die Speicherung und die Verteilung von Wasserstoff, der in Deutschland produziert wird, die notwendige Infrastruktur bereitzustellen.

Im REG-Szenario wird der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung, der im Jahr 2000 etwa 100 TWh betrug, bis zum Jahr 2050 durch Wasserstoff vollständig verdrängt. Prinzipiell kann die bestehende Erdgasinfrastruktur auch für gasförmigen Wasserstoff genutzt werden, soweit genügend Wasserstoff zur Verfügung steht, um den Erdgasbedarf zu substituieren. Der Transport und die Speicherung von Wasserstoff erfordern jedoch im Vergleich zum Erdgas einen höheren technischen Aufwand. Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff liegt bei einem Drittel (H_2 : 3 kWh/Nm³; Erdgas: 9 kWh/Nm³). Daher wird verglichen mit Erdgas für gasförmigen Wasserstoff bezogen auf den Energieinhalt ein etwa dreimal so großes Speichervolumen (bei gleichem Betriebsdruck) und für den Transport ein dreimal so großer Volumenstrom benötigt. Die dadurch bedingte Verringerung des Leistungsflusses beim Pipeline-Transport kann bei gleicher Rohrennweite durch Druckerhöhung am Beginn der Pipeline und durch Zwischenverdichtung entlang der Transportstrecke ausgeglichen werden. Soll eine bestehende Erdgaspipeline für den Wasserstofftransport genutzt werden, wird bei gleicher Transportleistung bezogen auf den Energiegehalt des transportierten Gases die etwa 3,5-fache Verdichterleistung benötigt. Analog dazu lässt sich ebenso für die gasförmige Wasserstoffspeicherung das erforderliche Behältervolumen in gewissen technischen Grenzen durch Erhöhung des Betriebsdrucks begrenzen. Dies gilt vor allem für die unterirdische Speicherung in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten oder in Salzkavernen. Insgesamt steigt jedoch der Infrastrukturbedarf allein schon aufgrund der größeren durch Wasserstoff im Jahre 2050 für die Stromerzeugung bereitzustellenden Energiemenge (200 TWh) im Vergleich zu dem im Jahre 2000 durch Erdgas gedeckten Energiebedarf für die Stromerzeugung (100 TWh).

Im REG-Szenario wird die Wasserstoffproduktion ebenso wie die nachgeschaltete Wasserstoffinfrastruktur schrittweise ausgebaut. Daher wäre es erforderlich, die bestehende Gasversorgung zunächst aufrechtzuerhalten, während eine Wasserstoffversorgung aufgebaut wird, da der Wasserstoff das Erdgas auch bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes nicht vollständig ersetzt (vgl. IER 2002). Technisch ist es möglich, Wasserstoff in das Erdgasnetz zu integrieren. Allerdings ist zu bedenken, dass während einer Übergangsperiode, in der der Erdgaskonsum zunächst eher noch zunehmen würde, etwa ab 2020 massiv neue Erdgasgewinnungs- und -transportkapazitäten aufgebaut werden müssten, um die zurückgehenden europäischen Erdgasvorräte durch Erdgaslieferungen aus den GUS-Ländern bzw. arabischen Förderländern zu ersetzen. Solche Investitionen lohnen sich aber nur, wenn sie durch langfristige Lieferverträge abgesichert sind, wodurch der Übergang von der Erdgas- zur Wasserstoffversorgung zusätzlich erschwert werden könnte (vgl. Fromme 2005). Dies gilt vor allem überall dort, wo die ökonomisch grundsätzlich sinnvolle Weiternutzung der Erdgasinfrastruktur zu Zwecken des Wasserstofftransports bzw. der Wasserstoffspeicherung nur möglich ist, wenn dafür Wasserstoffproduktionsstandorte in Kauf genommen werden, die für das Gesamtsystem der regenerativen Stromversorgung eher ungünstig sind.

Insbesondere für große Offshore-Windparks ist die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff eine interessante Option, da bei vollständiger Nutzung zur Wasserstoffproduktion die entsprechenden Windkraftkapazitäten keinen Anschluss an das elektrische Netz benötigen. Dadurch könnten das Stromverbundnetz entlastet und ansonsten erforderliche Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Stattdessen wäre es dann allerdings erforderlich, auf dem Meer eine Infrastruktur für die direkte Umwandlung von Strom in Wasserstoff und zum Abtransport an Land aufzubauen. Problematisch wäre dabei, dass in größerem Umfang zusätzliche Gaspipelines von den Offshore-Windparks zur Küste verlegt und an das Gastransportnetz auf dem Festland angeschlossen werden müssten. Dies wäre aufgrund der Vielzahl räumlich weit verteilter Windparkstandorte und des ökologisch besonders sensiblen Küstenbereichs ebenso schwer zu realisieren wie die Stromnetzanbindung per Seekabel. Anzustreben wäre im Falle des Pipelinetransportes eine Bündelung des Gastransportes in einer gemeinsamen Trasse oder sogar in einer gemeinsamen Sammelpipeline. Dies würde aber eine Kooperation und Koordination der Planungen der einzelnen an der Projektierung beteiligten Konsortien erfordern. Eine mögliche Alternative wäre die Verflüssigung des Wasserstoffs offshore und der Transport des verflüssigten Wasserstoffs per Schiff. Allerdings wäre diese Lösung mit weiteren Umwandlungsverlusten verbunden und erheblich kostenaufwendiger. Zudem sind Fragen der technischen Machbarkeit der Umladung des Flüssigwasserstoffs auf dem Meer sowie des Seetransports großer Flüssigwasserstoffmengen noch zu klären.

Bei ausschließlicher Nutzung von Offshore-Windstrom zur elektrolytischen Wasserstoffherzeugung und bei 3.000 durchschnittlichen Nettovollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks ergäbe sich laut RRO 2-Szenario eine Windparkleistung in Höhe von insgesamt 4,7 GW (2030) und 28 GW (2050), die zur Wasserstoffproduktion genutzt werden würde. Bis 2020 sollen laut REG-Szenario in Deutschland insgesamt bereits Windenergieanlagen mit einer Kapazität in Höhe von 28 GW und bis 2030 in Höhe von 49 GW installiert sein, wovon jeweils ein nicht näher spezifizierter Anteil auf Offshore-Kapazitäten entfällt (vgl. IER 2002).

Zwar bietet sich die Kombination der Offshore-Windenergienutzung mit der der Wasserelektrolyse auf dem Meer als Lösung für die Probleme der Netzintegration großer fluktuierender elektrischer Leistungen an. Diese Art der räumlichen und funktionalen Zuordnung zwischen Stromerzeugern und Elektrolyseuren ist jedoch durch das Szenario nicht vorgegeben. Elektrolyseure können entweder zentral mit hoher Umwandlungskapazität in räumlicher Nähe zu großen Stromerzeugern wie z. B. Offshore-Windparks oder eher dezentral und angepasst an Verbrauchsschwerpunkten (HKW und BHKW mit Nahwärmenetzen, Tankstellen, Industriebetriebe) angeordnet werden (vgl. Nitsch 2002). Ebenso wäre es vorstellbar, zentrale und landgestützte Elektrolyseeinheiten aufzubauen, die flexibel Dargebotsschwankungen im Gesamtnetz bzw. in regionalen Netzgebieten auffangen können. Solche Anlagen wären wie andere Verbraucher an die ihrer Kapazität entsprechende Netzebene angebunden. Welche Variante unter ökonomischen Aspekten unter dem Aspekt der Netzbelastung am günstigsten wäre, müsste wie andere systemanalytische Fragen per Simulationsrechnung ermittelt werden.

4 Ansatzpunkte für die Integration von raumanalytischen Fragen in Energiesystemanalysen und Energieszenarien

Wie bereits ausgeführt, wurde das hier betrachtete Klimaschutz-Szenario weitgehend ohne Rücksicht auf raumbezogene Wirkungspotenziale und Umsetzungskonflikte ausgestaltet. Dies spiegelt zum Teil auch Defizite in der aktuellen energie- und umweltpolitischen Diskussion. Die Tatsache, dass bisher bei der Energiesystemmodellierung die räumliche Komponente weitgehend außer Acht gelassen wird, erschwert eine differenzierte Einschätzung der Raumwirkungspotenziale, die sich aus der Umsetzung solcher Szenarien ergeben würden.

Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, dass das REG-Szenario des IER nur eine von vielen möglichen Entwicklungspfaden beschreibt, die den zugrunde gelegten energiepolitischen Leitvorstellungen (Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie Klimaschutz durch Effizienzsteigerung und Nutzung regenerativer Energien) entsprechen. Dies ist durch zahlreiche aktuelle Forschungsprojekte und Veröffentlichungen dokumentiert (vgl. dazu z. B. DLR; WI 2002, Nitsch et al. 2004, Fritsche et al. 2004). Es ist denkbar, dass andere Konzepte selbst bei gleicher Zielstellung und vergleichbarem Grad der Zielerfüllung ein geringeres raumbezogenes Konfliktpotenzial bieten, als das hier diskutierte REG-Szenario.

Wie in diesem Beitrag gezeigt wurde, ergeben sich solche Konfliktpotenziale bei der Umsetzung von ähnlich ausgerichteten REG-Szenarien wie das des IER aufgrund folgender Faktoren:

- Substitution von Brenn- und Treibstoffen, die bisher zu einem nicht unerheblichen Anteil nach Deutschland importiert werden, durch inländische Wasserstoffproduktion auf der Basis von im Inland regenerativ erzeugtem Strom
- erheblicher Kapazitätswachstum bei der Stromerzeugung trotz sinkender Stromnachfrage bei deutlich verringerter Auslastung des Kraftwerksparks
- drastische Zunahme der Anzahl der Stromerzeuger bei teilweise hoher bis sehr hoher spezifischer Flächeninanspruchnahme für Primärenergiebereitstellung und -umwandlung

- räumliche Verlagerung der Stromerzeugung in Regionen abseits von Lastschwerpunkten
- erheblicher zusätzlicher Bedarf an Freileitungstrassen für den Stromtransport

Spielräume für die raumverträgliche Ausgestaltung klimaschutzorientierter regenerativer Stromversorgungskonzepte ergeben sich vor allem durch eine langfristige wechselseitige Anpassung der Raumstrukturen der regenerativen Stromerzeugung einerseits und der Stromnachfrage andererseits. Dies betrifft zumindest die Frage des Netzinfrastrukturausbaus. Schon unter heutigen siedlungsstrukturellen Bedingungen können innerhalb Deutschlands Regionen identifiziert werden, die über eine ausgeglichene Stromnachfrage- und regenerative Angebotsstruktur für eine potenzielle Stromerzeugung verfügen und die sich damit für den Aufbau einer Stromversorgung eignen, die lokal oder regional weitgehend unabhängig von der übergeordneten Netzinfrastuktur funktionieren könnte (vgl. Hoppe-Kilpper et al. 2002). Inwieweit eine solche raumstrukturelle Anpassung – abgesehen von der Frage der politischen Realisierbarkeit – bei gleichzeitig weitgehender Ausschöpfung aller Potenziale zur regenerativen Stromerzeugung insgesamt zu einer Minimierung von zusätzlich erforderlichen Aufwendungen im Bereich der Netzinfrastuktur oder per Saldo sogar zu einem Rückbau der Netze führen könnte, bedarf weitergehender systematischer Studien.

Um die aus einem entsprechenden Umbau des Stromversorgungssystems resultierenden raumbezogenen Belastungen und Umsetzungshemmnisse zu vermeiden oder zu minimieren, erfordert die Umsetzung neuer energiepolitischer Leitvorstellungen ein abgestimmtes Gesamtkonzept mit mittel- bis langfristiger zeitlicher Perspektive. Dies scheint mittlerweile auch die Energiewirtschaft so zu sehen. Im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung fordert sowohl die etablierte Elektrizitätswirtschaft (vgl. Schneller 2003) als auch die Lobby der Offshore-Windparkinvestoren ein nationales Energiekonzept (vgl. OFW 2003). Unter der Prämisse, dass die den aktuell publizierten REG-Szenarien zugrunde liegenden energiepolitischen Ziele als Maßstab gelten sollen, müsste ein solches Konzept sich auf die folgenden Bereiche erstrecken:

- Ausbau eines geeigneten regenerativen Mix von Stromerzeugern in Deutschland sowie in Import-Ländern in wechselseitiger Anpassung mit klimaschutzpolitischen Zielen
- räumliche und zeitliche Koordination der Stilllegung von Wärmekraftwerken (Großkraftwerke) mit dem Zubau von fluktuierenden Anlagen einerseits und steuerbaren Kraftwerken (schnell regelbare verbrauchernahe Einheiten kleiner bis mittlerer Leistungen) im Hinblick auf Reserve- und Regelfunktion für die fluktuierende Stromerzeugung andererseits
- Aufbau von Hochleistungsferntransportverbindungen zur Strom- und Wasserstoffversorgung in internationaler Kooperation
- Anpassung und Ausbau des Stromnetzes in Deutschland in Abstimmung mit dem Umbau des Kraftwerksparks und mit dem Ausbau des internationalen Netzverbundes
- Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mit Anlagen zur Wasserstoffherzeugung sowie zur Wasserstoffgrob- und -feinverteilung und -speicherung in Deutschland in Abstimmung mit den Standorten, Kapazitätsgrößen und Erzeugungscharakteristiken regenerativer Kraftwerke sowie mit den Leistungsflüssen in den Stromtransport- und -verteilungsnetzen

Für die Konzeption und Umsetzung ist eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure mit unterschiedlich sachlich und räumlich gegliederter Handlungskompetenz und jeweils eigenen Zielen und Interessen zu berücksichtigen und einzubinden. Aufgrund der zum Teil erheblichen Raumbedeutsamkeit der Infrastrukturmaßnahmen ist hier eine Koordination mit der räumlichen Planung auf allen Ebenen von besonderer Bedeutung. Aus diesem Grunde sollten zukünftig Energieszenarien raumrelevante infrastrukturelle Aspekte in obigem Sinne stärker in die Systemanalyse integrieren. Hierzu bedarf es weitergehender Forschungen, um eine stärkere räumliche Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenariengestaltung zu erreichen.

Literatur

- ATW (2003): Uranversorgung der Welt. Vorkommen, Produktion und Nachfrage. In: Atomwirtschaft (ATW) 1/2003, S. 46-49.
- BMWi, VWEW (2002): Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. 52. Bericht 2000. Publikation der Zeitschrift ew in Zusammenarbeit mit dem BMWi. Berlin/Frankfurt am Main.
- Burgholte, A. (2002): Von der Windenergieanlage zum Windkraftwerk. In: Stimmen zur Windenergie. Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.). Kiel.
- BWE (2006): Bundesverband Windenergie: Zahlen zur Windenergie – Bundesländer in Zahlen. www.windenergie.de, Zugriff Februar 2006.
- Czisch, G. (1999): Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. Kassel.
- Dany, G.; Haubrich, H.-J.; Luther, M.; Berger, F.; Sengbusch, K. v. (2003): Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2003, S. 562-566.
- DENA (2005): Konsortium DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Endbericht. Köln.
- DLR; WI (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. DLR, Institut für Thermodynamik, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Berlin.
- Erlich, I. (2002): Dynamische Wechselwirkung zwischen Windenergieanlagen und Netzverbund. In: Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft. Anforderungen an das Elektrizitätssystem für eine nachhaltige und sichere Energieversorgung. Dokumentation des Fachkongresses der Deutschen Energie-Agentur und der Fördergesellschaft Windenergie am 21. und 22. November 2002 in Berlin.
- Fahl, U. (2002): Potenziale dezentraler Stromerzeugung (REG/KWK) und Szenarien zur Entwicklung der Strombereitstellung für Deutschland bis 2050. Beitrag zur Sitzung des ARL-Arbeitskreises (erweitert) „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“, Frankfurt, 20. Juni 2002.
- Fahl, U. (2004): Kurzdokumentation der Szenariorechnungen für den ARL-Arbeitskreis „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“, unveröffentlichtes Manuskript, Stuttgart, Februar 2004.
- Förster, G.; Fahl, U. (2006): Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg. Beitrag in diesem Sammelband.
- Fritsche, U., et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse – Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Projektträger: FZ Jülich – Endbericht Darmstadt et al.

- Fritz, W.; Linke, C. (2000): Mögliche technische Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung auf die Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Studie im Auftrag des Deutschen Bundestages, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, vorgelegt dem Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Abschlußbericht. Aachen.
- Fromme, J. (2005): Räumliche Implikationen von Regenerativ-Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems. Dortmund.
- Hagenmeyer, E. (1997): Energiewirtschaftliche Aspekte eines interkontinentalen Stromverbundes. In: Dezentrale, zentrale und globale Energiesysteme – Bausteine eines optimierten Energieverbundes: Vorträge der ETG-Fachtagung am 29. und 30. April 1997 in Schliersee. Berlin Offenbach.
- Haubrich, H.-J., et al. (1994): Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund. In: Global Link – Interkontinentaler Energieverbund. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), VDI-Berichte 1129. Düsseldorf.
- Häußler, M. (2002): HGÜ für das europäische Verbundnetz. In: Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) (Hrsg.): Siebentes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik. Energiespeicher und Energietransport. Kassel.
- Häußler; Schlayer (1994): Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen. In: Global Link – Interkontinentaler Energieverbund. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), VDI-Berichte 1129. Düsseldorf.
- Hoppe-Kilpper, M., et al. (2002): Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin, S. 4-13.
- Hoppe-Kilpper, M. (2003): Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik – Technikentwicklung in den 90er Jahren zwischen Markt und Forschungsförderung. Kassel.
- IER (2002): Fahl, U.; Remme, U.; Blesl, M.: Szenarienerstellung für die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. Endbericht, Stuttgart.
- Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (1993): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin/Heidelberg.
- Luther (2002): Windkraft goes Offshore – Transport und Einspeisung von Strom in neuer Dimension.
- Nitsch, J.; Trieb, F. (2000): Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Stuttgart 2000.
- Nitsch, J., et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart et al.
- OFW (2003): Positionspapier des Offshore-Forums Windenergie (OFW) zur geplanten Novellierung des EEG. Hamburg.
- Santjer, F.; Klosse, R. (2003): Die neuen ergänzenden Netzanschlussregeln von E.ON Netz GmbH. In: DEWI Magazin Nr. 22, Februar 2003, S.: 28-34.
- Schneller, C. (2003): Erneuerbare Energien zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Ein Apell für ein nationales Windkonzept. In: VGB PowerTech 6/2003, S. 34-38.
- Seifert, H., et al. (2003): Abstandsregelung in Windparks. In: DEWI Magazin 2/2003, S. 79-87.
- WEA NRW (2005): Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen – WKA-Erl. – Gem. RdErl. vom 21.10.2005.
- WEA NRW (2002): Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (Windenergie-Erlass – WEA-Erl.) Gem. RdErl. vom 3.5.2002.

Raumplanerische Ansätze zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche

Gliederung

- 1 Planungserfordernis für Standorte und Trassen
 - 1.1 Materielles Erfordernis
 - 1.2 Rechtliches Erfordernis
 - 1.2.1 Energierecht
 - 1.2.2 Raumplanungs- und Umweltrecht
- 2 Steuerungsbedarf
 - 2.1 Zielsetzungen einer konzeptionellen Steuerung
 - 2.2 Notwendigkeit zur vorsorglichen Planung und Sicherung von Standorten
 - 2.3 Notwendigkeit zur vorsorglichen Planung und Sicherung von Trassen
- 3 Mögliche Vorgehensweise bei der Standort- und Trassensicherung
 - 3.1 Bewertung bestehender Standorte (genutzt und geplant)
 - 3.2 Ermittlung möglicher künftiger Standorte
 - 3.3 Bewertung bestehender Trassen
 - 3.4 Ermittlung künftiger Trassen
- 4 Fazit

1 Planungserfordernis für Standorte und Trassen

Es ist nicht selbstverständlich, dass sich die Raumplanung als räumlich integrierte Gesamtplanung um Standorte und Trassen für die Stromversorgung kümmert, denn dies ist eigentlich eine Aufgabe der sektoralen Fachplanung. Wenn es sich jedoch um eine langfristige Flächenvorsorge für einen Zeitraum handelt, der weit über die meist kurzfristigen Unternehmensplanungen der Stromversorgungsunternehmen hinausreicht, dann dürfte ein solches Engagement der Raumplanung auch im Interesse der Fachplanung liegen – zumal es eine formelle sektorale Fachplanung Stromversorgung im öffentlichen Bereich derzeit eigentlich gar nicht gibt, wie später noch gezeigt werden wird. Sowohl in der Raumplanung als auch in der Fachplanung ist zwischen formeller und informeller Planung zu unterscheiden. Mit der informellen Planung, die gerade im Bereich der Energieversorgung immer mehr in den Vordergrund tritt, befasst sich der Beitrag von Gust. Nachfolgend sollen insbesondere die Instrumente der formellen Planung betrachtet werden, die der Raumplanung zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche und damit auch zum Nutzen der Fachplanung zur Verfügung stehen.

Damit sich die Raumplanung formell überhaupt mit Standort- und Trassenfragen befassen kann, muss einerseits (sozusagen zur Planrechtfertigung) ein zeitlich und räumlich konkreter Standort- bzw. Trassenbedarf für die Stromversorgung vorhanden sein, andererseits müsste die Raumplanung dazu offiziell legitimiert werden. Dann liegt es im öffentlichen Interesse, dass sich die Raumplanung in diese eigentlich der Fachplanung zugeordnete Aufgabe „einemischt“. Eine formelle Fachplanung Energie mit entsprechender fachplanungsrechtlicher und instrumenteller Ausstattung gibt es aber derzeit nicht. Vielmehr wurde im Zuge der Liberalisierung sogar das letzte Kontrollinstrument – nämlich die staatliche Investitionsaufsicht – zerschlagen. Dabei handelte es sich zwar nur um ein Kontroll-, nicht aber um ein Planungsinstrument. Andererseits erlauben erst die Liberalisierungsrichtlinien der EU für den Strom- und Gassektor den Mitgliedstaaten, staatliche langfristige Planungen im Allgemeinwohlinteresse für bestimmte Zwecke zu etablieren.

Wer aber nimmt derzeit diese Aufgabe im öffentlichen Bereich wahr? Wenn die Stromversorgung zur öffentlichen Daseinsvorsorge gehört, dann gehören auch das Schaffen und das Verteidigen von Standorten und Trassen gegenüber anderen Nutzungsabsichten dazu. Zumindest diese Aufgabe kann die Raumplanung dann zweifelsfrei übernehmen. Da die für die künftige Stromversorgung erforderlichen Anlagen trotz inzwischen hoch entwickelter Maßnahmen, z. B. zum Immissionsschutz, immer noch erhebliche Umweltwirkungen erzeugen, ist auch für die Zukunft zu erwarten, dass die Maßnahmen der Stromversorgung mit anderen Raumansprüchen in Konflikt stehen. Das heißt, dass auch künftig in einzelnen Fällen Raumnutzungen zugunsten der Stromversorgung zurückstehen müssen, aber auch, dass die Stromversorgung bei ihren Planungen weiterhin bestehende Flächensicherungen und Grundsätze und Ziele der Raumentwicklung berücksichtigen muss. Die üblichen Instrumente der Regionalplanung sowie die Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren wirken nur sehr kurzfristig, beziehen sich nur auf einen Einzelfall und werden nur dann wirksam, wenn längst alle Weichen gestellt sind.

Es gibt kein formelles Planungsinstrument, mit dem man eine Standort- oder Trassensicherung für den hier betrachteten, noch sehr lange in der Zukunft liegenden Zeitraum (bis 2050) durchführen könnte – und diesen wird es voraussichtlich auch in Zukunft nicht geben. Aber bereits die nächste Generation von Flächennutzungsplänen, Regionalplänen oder Landesentwicklungsplänen wird an diesen Zeitpunkt heranreichen, sodass derzeit durchaus Handlungsbedarf besteht, sich zumindest über die erforderlichen Instrumente Gedanken zu machen. Derzeit besteht offensichtlich kein öffentliches Interesse, die Stromversorgung bei ihren künftigen Aufgaben zu unterstützen. Man baut hier wohl ganz und gar auf den liberalisierten Markt und die Eigendynamik privatisierter Aufgabenträger. Nur so kann man verstehen, dass es auf nationaler Ebene so gut wie keine konzeptionelle Fachplanung für die Energieversorgung und damit auch für die Stromversorgung gibt und dass auch auf regionaler und kommunaler Ebene offensichtlich keine Energieversorgungskonzepte mehr in Angriff genommen werden – schon gar nicht, um räumlich konkret Standorte und Trassen zu sichern, zumal diese Funktion in der Vergangenheit, wenn überhaupt, durch fachliche Entwicklungspläne wahrgenommen wurden.

1.1 Materielles Erfordernis

Wie im Beitrag Förster gezeigt wird, errechnen sich im Bereich der Stromversorgung bis zum Jahr 2030 bzw. zum Jahr 2050 aufgrund der derzeitigen energiepolitischen Zielsetzungen deutliche Veränderungen im Hinblick auf den Standortbedarf sowohl für Großanlagen zur Stromversorgung (> 100 MW) als auch für mittelgroße Anlagen (> 10 MW) und für kleine Anlagen (< 10 MW). Dies trifft sowohl für den Fall zu, dass die regenerativen Energieträger intensiv ausgebaut werden (REG-Szenario), als auch für den Fall, dass man dies nur in einem begrenzten Umfang durchführt und stattdessen weiterhin auf fossile Energieträger setzt (Fossil-Szenario). Dabei wird zunächst vereinfachend davon ausgegangen, dass jede Anlage (= Kraftwerksblock) auch einen eigenen Standort aufweist bzw. diesen auch künftig erfordert. Derzeit sind meist mehrere Kraftwerksblöcke auf einem Standort zu finden. Eine solche Bündelung sollte zur Verringerung der Raum- und Umweltwirkungen auch künftig beibehalten werden, allerdings nur dort, wo keine Überlastung des Siedlungsbereiches und seiner Umwelt zu befürchten ist. Zur Erhöhung der Akzeptanz und zur Verringerung der Investitions-, aber auch der Genehmigungsrisiken geht die Entwicklung derzeit jedoch eher dahin, dass zunächst nur eine Einheit realisiert wird mit der Option auf eine spätere Erweiterung um eine weitere Einheit (einen weiteren Block). Das heißt, es werden voraussichtlich mehr Standorte in Anspruch genommen als nötig.

Nach den Ausführungen von Förster wird sich bis zum Jahr 2030 der Bedarf für Großanlagen beim konservativen Fossil-Szenario gegenüber den im Jahr 2002 vorhandenen 161 Anlagen um 14 Anlagen verringern (- 9 %). Bis 2050 sind es rechnerisch sogar 23 Anlagen (- 14 %), für die in der Bilanz keine Standorte mehr benötigt werden. Dies liegt vor allem daran, dass in den Szenarienrechnungen davon ausgegangen wird, dass sich der Trend zu größeren Kraftwerksblöcken fortsetzt. Beim REG-Szenario werden bis 2030 bereits 58 Anlagen weniger benötigt (- 36 %) und bis 2050 werden dann rechnerisch 157 Anlagen weniger benötigt als heute, das heißt 98 % der derzeit bestehenden Standorte für Großanlagen zur Energieumwandlung könnten dann entfallen, wenn gleichzeitig eine Vielzahl kleiner, dezentraler Anlagenstandorte geschaffen wird.

Bei den mittelgroßen Anlagen bestehen nach den Berechnungen von Förster derzeit 545 Anlagen, von denen bis zum Jahr 2030 beim Fossil-Szenario 216 Anlagen (- 21 %) entfallen können, wenn alle bestehenden Standorte weitergenutzt werden. Dem steht ein Mehrbedarf von 143 mittelgroßen Standorten für Biomasseanlagen entgegen (+ 27 %), sodass sich nur noch eine Verringerung um 73 Standorte (- 13 %) bundesweit ergibt - wieder unter der Voraussetzung der Weiternutzung aller bestehender Standorte. Bis zum Jahr 2050 könnten unter dieser Voraussetzung dann 421 mittelgroße Standorte entfallen. Da dem nur ein Zusatzbedarf von 143 Biomassestandorten bis zum Jahr 2050 gegenübersteht, ergibt dies langfristig eine Reduktion um insgesamt 278 mittelgroße Standorte (- 51 %). Beim REG-Szenario werden bis 2030 insgesamt 467 mittelgroße Standorte benötigt (114 fossil und 353 Biomasse), bis 2050 sind es nur noch 402 (49 fossile und 353 für Biomasse), sodass in diesem Fall von den bestehenden 545 mittelgroßen Anlagen zunächst (bis 2030) 78 und dann später (bis 2050) 143 Anlagenstandorte rechnerisch entfallen könnten, wenn die bestehenden Standorte weitergenutzt werden.

Bei den Kleinanlagen werden beim Fossil-Szenario bis 2030 von den im Jahr 2000 bestehenden 2.188 Standorten für fossile BHKWs insgesamt 1.829 Standorte entfallen können, bis zum Jahr 2050 rechnerisch sogar 2.135 Standorte, wenn man von einem Zuwachs von 452 kleinen Biomasseanlagen im Fossil-Szenario bis 2050 ausgeht. Hier wird jedoch erwartet, dass ein Teil der dezentralen BHKWs durch dezentrale Brennstoffzellenanlagen ersetzt werden, sodass sich der Bedarf für Kleinanlagen bis 2030 insgesamt um 1.204 Standorte und bis zum Jahr 2050 dann um 436 Standorte in der Bilanz reduzieren wird. Beim REG-Szenario wird davon ausgegangen, dass rechnerisch 2.116 fossile BHKW-Kleinanlagen langfristig entfallen. Dafür werden dann entsprechend den Vorausberechnungen von Förster bis im Jahr 2030 zunächst 1.871 zusätzliche kleine Biomasseanlagen in Betrieb gehen. Bis 2050 sind dann rechnerisch in der Bilanz gegenüber den bestehenden 1.308 Anlagen sogar 2.942 zusätzliche Standorte für kleine Biomasseanlagen in Deutschland erforderlich, was den Wegfall der fossilen BHKWs bis zu diesem Zeitpunkt wieder ausgleicht. Dafür werden im REG-Szenario trotz einem hohen Anteil an Import von REG-Strom nach Deutschland fast 12.000 Standorte für Brennstoffzellenanlagen benötigt.

In der oben durchgeführten Bilanzierung wird zunächst davon ausgegangen, dass die Stromversorgungswirtschaft ihren Standortbedarf künftig weitgehend durch eine Weiternutzung bzw. durch eine Umnutzung solcher Standortflächen decken wird, die sich in ihrem Besitz befinden und die derzeit schon (evtl. für andere Anlagenarten) zur Stromerzeugung genutzt werden – so haben sich die traditionellen Stromversorger bislang verhalten. Die neuen Akteure auf dem deutschen Strommarkt (die so genannten Independent Power Producer oder IPPs) werden sich allerdings so nicht verhalten können, weil ihnen wohl kaum ein Zugriff auf solche Altstandorte gewährt werden wird. Diese Annahme bedeutet zunächst, dass die bislang bestehende Standort- und Trassenstruktur langfristig fortgeschrieben wird. Andererseits wird damit die Chance vertan, für die Zukunft eine neue, besser mit den übrigen Nutzungsansprüchen abgestimmte Struktur zu entwickeln, die das Ergebnis einer Abwägung zwischen technischen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Anforderungen ist. Denn die bestehenden Standorte sind das Produkt einer rein fachtechnischen Optimierung aus Zeiten, in denen es keine Umweltverträglichkeitsuntersuchungen und keine Raumordnungsverfahren gab. Gleichzeitig ist aber zu beobachten, dass geeignete Standort- und Trassenalternativen durch immer weiter fortschreitende entgegenstehende Flächensicherungen für die Zukunft immer schwieriger werden. Dies kann bedeuten, dass insbesondere Investoren, die von außerhalb nach Deutschland kommen und Standorte für Großanlagen nachfragen, benachteiligt werden, weil diese über kein eigenes, durch Bestandsschutz gesichertes Standort- und Trassenpotenzial verfügen. Es liegt der Verdacht nahe, dass mit diesem Verhalten ein gewisser Protektionismus betrieben werden soll. Aber gerade das Engagement neuer Akteure auf dem deutschen Strommarkt wird erforderlich, um die Marktmechanismen in Gang zu setzen, von denen wir langfristig eine konkurrenzfähige Stromversorgungswirtschaft in Deutschland erwarten.

Gerade bei den mittleren und kleinen Anlagen, die künftig mit Biomasse betrieben werden sollen, kommt zu den immer weniger werdenden uneingeschränkten Flächen die Problematik hinzu, dass diese Standorte möglichst nahe bei den dezentral anfallenden Brennstoffen und gleichzeitig möglichst nahe bei den Verbrauchern liegen sollten. Gerade die Raumplanung ist in der Lage, hierfür möglichst konfliktfreie Standorte zu finden und diese längerfristig gegenüber anderen Nutzungsansprüchen zu verteidigen.

Durch den Trend zu größeren Einheiten wird also künftig eine geringere Anzahl großer und mittlerer Standorte benötigt. Verfolgt man weiterhin die Bündelung mehrerer Anlagen (Einheiten, Blöcke) auf einem Standort, so werden langfristig Standorte frei und es ergibt sich aus raumplanerischer Sicht die Chance, solche Standorte aufzugeben, die besondere Konflikte mit dem Natur- bzw. Landschaftsschutz oder mit der Siedlungsentwicklung aufweisen. Die Verwendung anderer Energieträger mit teilweise dezentralem Aufkommen (z. B. Wind, Biomasse) sowie die Veränderungen der Einspeisepunkte durch den Ausbau der Windkraft (eher im Norden) und den Rückbau der Kernkraftwerke (eher im Süden) macht es zusätzlich erforderlich, die räumliche Verteilung der Einspeisepunkte zu überdenken und eventuell räumlich anzupassen, um so den Bedarf an zusätzlichen Leitungstrassen tendenziell zu reduzieren. Bei den kleinen Standorten vollzieht sich im regenerativen Szenario langfristig ein Wandel weg von den fossilen (Gas, Öl) hin zu den regenerativen Energieträgern und zur Brennstoffzelle. Fast 3.000 Biomasseanlagen und ca. 12.000 Brennstoffzellenanlagen müssen siedlungsnah oder in den Siedlungen selbst untergebracht werden – eine erhebliche Herausforderung für die lokale Ebene in der Raumplanung.

1.2 Rechtliches Erfordernis

1.2.1 Energierecht

Durch eine Vielzahl von neuen Gesetzen ist derzeit der Weg für die künftige Energiewirtschaft in Deutschland deutlich vorgegeben, auch wenn sich dieser aufgrund eines sich verändernden politischen Konsenses in dem hier betrachteten langfristigen Planungszeitraum (2030 bis 2050) immer wieder ändern wird.

Die energierechtliche Situation ist insbesondere gekennzeichnet durch

- das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWiG) vom 24. April 1998, das eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit zum Ziel hat und einige grundlegende Änderungen gegenüber dem Vorgängergesetz von 1934 aufweist (das Thema Gasversorgung wurde im Arbeitskreis zunächst zurückgestellt und daher hier nur in seiner Funktion als Brennstoff zur Stromerzeugung berücksichtigt),
- das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ vom 27. April 2002, welches das Atomgesetz (AtG) aus dem Jahr 1959 grundlegend ändert,
- das Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004, welches das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 01.04.2000 nochmals weiter fortschreibt (damit ist es besonders standortrelevant!),
- das „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK-Gesetz) vom 25. Januar 2002 zum befristeten Schutz und zur Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie zum Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen, das eine gewisse vorübergehende Benachteiligung dieser hocheffizienten Form der Energieerzeugung im liberalisierten Markt „abfedern“ soll,

- das „Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen“ (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)) vom 8. Juli 2004 zur Einführung des Emissionshandels, welches die globale Umweltkomponente der Energieerzeugung auf eine völlig neue Basis stellt, sowie indirekt in vielfältiger Weise durch
- das „Gesetz zur Fortentwicklung der Ökosteuer“ vom 14. November 2002, welches das „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ vom 24. März 1999 weiterentwickelt hat.

Entgegen den Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes können fehlende oder ungeeignete Standorte die Stromversorgung unter Umständen unsicher, teuer und umweltunverträglich machen – zumindest im Vergleich zu einem Zustand, der sich durch aktive Mithilfe der Raumplanung erreichen lässt. Es zeichnet sich ab, dass interessierte Investoren bei zu hohem Realisierungsrisiko (z. B. wegen zu schlechter Standortbedingungen) künftig auf ausländische Alternativstandorte ausweichen. Vor allem vor dem Hintergrund der jetzt verpflichtenden SUP dürfte es möglich sein, rechtzeitig entsprechende Planungsbemühungen zu unternehmen und umweltgeprüfte sowie raumordnerisch abgestimmte Standorte anzubieten, wie auch im nachfolgenden Abschnitt deutlich wird.

Die Beendigung der Kernenergie setzt einerseits nach und nach Standorte frei (auch wenn diese langfristig wegen der Lagerung von kontaminiertem Material nicht vollständig genutzt werden können), schafft andererseits aber einen Standortbedarf für die Ersatzanlagen mit anderen Standortanforderungen (Brennstoffanlieferung, KWK). Das Erneuerbare-Energien-Gesetz schafft neue Standortbedürfnisse dort, wo die regenerativen Energieträger verfügbar sind. Das bedeutet zum Beispiel, dass die Windkraft besonders stark in wenig dicht besiedelten Gebieten und im Norden Deutschlands ausgebaut wird, Kernkraftkapazitäten jedoch im Süden wegfallen und der Strombedarf sich auf die dicht besiedelten Gebiete konzentriert. Kohle wird eher dort zugebaut, wo eine Schiffsanlände möglich und Kühlwasser verfügbar ist, Gas dort, wo die Leitungen mit ausreichender Kapazität bzw. den entsprechenden Speicher- und Druckerhöhungsmöglichkeiten vorhanden ist. Dies bedeutet zum einen eine neue Struktur der Ersatzstandorte, aber auch neue Trassen zur bedarfsgerechten Verteilung des Stromes im deutschen Verbundnetz.

Das neue Energiewirtschaftsgesetz hat aber auch zu weitgehenden Veränderungen in der Unternehmensstruktur der Energiewirtschaft beigetragen, die sich jetzt in Erzeuger, Netzbetreiber und Stromhändler aufteilt. Das wird auf längere Sicht bedeuten, dass sowohl die Standorte als auch die Netze, jede für sich, optimiert werden. Darüber hinaus setzen die fortschreitende Liberalisierung des Marktes und Privatisierung der Unternehmen weitere veränderte Rahmenbedingungen (siehe hierzu auch den Beitrag von Scheele).

1.2.2 Raumplanungs- und Umweltrecht

Die Notwendigkeit einer raumplanerischen Standort- und Trassenplanung lässt sich jedoch nicht nur aus dem aktuellen Energierecht, sondern insbesondere auch aus dem weiterentwickelten Raumplanungs- und Umweltrecht ableiten. Die meisten der bestehenden Standorte sind in der Vergangenheit ohne eine Überprüfung durch eine Umweltverträglichkeitsuntersuchung und damit ohne Öffentlichkeitsbeteiligung genehmigt worden. Die nachfolgenden Gesetze zeigen die aktuellen Veränderungen auf.

- Richtlinie der EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-Richtlinie)

Die UVP-Richtlinie der EU aus dem Jahre 1985, geändert 1997 und 2003, ist die Grundlage für die Umweltverträglichkeitsprüfung im europäischen Gemeinschaftsrecht. Die UVP-Richtlinie gibt allen EU-Mitgliedstaaten die einzelnen Verfahrensschritte der UVP und die Projekttypen, für die eine UVP durchgeführt werden muss, vor. Die Richtlinie ist vor allem durch das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in das deutsche Recht umgesetzt worden. Gerade im kommunalen Bereich wurden häufig auf freiwilliger Basis Regelungen eingeführt, die kleinere Anlagen ebenfalls einer UVP unterwerfen, auch wenn diese nicht Pflicht ist. Dies erhöht die Notwendigkeit, Anlagenstandorte vorab auch raumplanerisch abzustimmen.

- Richtlinie der EU über die Strategische Umweltprüfung (SUP-Richtlinie)

Wichtige umweltbedeutsame Weichenstellungen werden jedoch nicht erst auf der Zulassungsebene, sondern bereits im Rahmen vorgelagerter Pläne und Programme getroffen. Hier werden z. T. schon die Standorte, die technische Beschaffenheit oder bestimmte Betriebsbedingungen von Vorhaben festgelegt. Nach der Richtlinie 2001/42/EG vom 27. Juni 2001, die bis zum Juli 2004 umzusetzen ist, sind solche Pläne und Programme deshalb künftig einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zu unterziehen. Die Umweltauswirkungen des Plans oder Programms werden dabei unter Mitwirkung aller betroffenen Umweltbehörden und der Öffentlichkeit ermittelt, beschrieben und bewertet, soweit dies zu diesem Zeitpunkt aufgrund der noch kaum detailliert vorliegenden technischen Spezifikationen schon möglich ist. Die Ergebnisse dieser Prüfung gehen sodann in den weiteren Planungsprozess ein. Das Gesetz zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung (SUP-Gesetz) ist in diesem Jahr verabschiedet worden. Eine unmittelbare Betroffenheit von Energie-Fachplanungen ist zunächst jedoch nicht klar zu erkennen, weil nur formelle Pläne unmittelbar als SUP-pflichtig deklariert worden sind.

- Richtlinie über die Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Richtlinie 2003/35/EG vom 26. Mai 2003 ist bis zum 25. Juni 2005 in deutsches Recht umzusetzen. Sie setzt das internationale Aarhus-Übereinkommen zur Beteiligung der Öffentlichkeit bei umweltrechtlichen Zulassungsverfahren und beim Erlass bestimmter umweltbezogener Pläne und Programme um. Ferner ist die Einführung eines erweiterten Gerichtszugangs bei allen Industrieanlagen und Infrastrukturmaßnahmen vorgesehen, insbesondere für Umweltverbände, die unter die UVP-Richtlinie 85/337/EWG der EU bzw. die IVU-Richtlinie 96/61/EG der EU fallen.

- Rechtliche Umsetzung des Nachhaltigkeitsprinzips

Hier ist insbesondere das Gesetz zur Neuregelung des Rechts des Naturschutzes und der Landschaftspflege und zur Anpassung anderer Rechtsvorschriften (BNatSchNeuregG) zu nennen. An diesem Gesetzesvorhaben kann man erkennen, wie sich der deutsche Gesetzgeber die Konkretisierung des Nachhaltigkeitsprinzips in einem der Kernbereiche des Umweltschutzes vorstellt. Diese Tendenz wird sich voraussichtlich auch in anderen Gesetzen fortsetzen und somit die Standort- und Trassenermittlung durch die Energiewirtschaft weiter erschweren.

Die auf die Energiewirtschaft hier zukommende Tendenz wird insbesondere im EG-Vertrag in der Fassung von Amsterdam vom 2. Oktober 1997 (EGV) deutlich. In der Präambel erklären die Mitgliedstaaten deutlich den „festen Willen, im Rahmen der Verwirklichung des Binnenmarkts sowie der Stärkung des Zusammenhalts und des Umweltschutzes den wirtschaftlichen und sozialen Fortschritt ihrer Völker unter Berücksichtigung des Grundsatzes der nachhaltigen Entwicklung zu fördern“. Die Querschnittsklausel des Art. 6 EGV soll für das europäische Recht sicherstellen, dass der Umweltschutz mit ökonomischen und sozialen Entwicklungsinteressen der Gegenwart in Einklang gebracht wird, ohne dass künftigen Generationen die Fähigkeit zur Befriedigung ihrer Bedürfnisse genommen und damit zugleich ein dauerhafter Erhalt der menschlichen Lebensgrundlagen gewährleistet wird.

Die Europäische Union ist darum bemüht, das Nachhaltigkeitsprinzip in konkretes Verwaltungshandeln umzusetzen. Nach dem Beschluss des Europäischen Rates in Cardiff 1998 ist ein Prozess in Gang gekommen, in dessen Verlauf acht Teilstrategien für mehrere Politikbereiche veranlasst worden sind. Der Rat verabschiedete am 16. März 2002 in Barcelona die „Europäische Strategie für eine Nachhaltige Entwicklung“ und bekundete so (im Gegensatz zum Entwurf der Europäischen Verfassung!) die Absicht, nachhaltige Entwicklung unter gleichgewichtiger Beachtung ökonomischer, ökologischer und sozialer Ziele in der Union umzusetzen. All dies wird die Standort- und Trassenwahl von Fachplanungsträgern eher weiter erschweren, auch wenn in der nationalen Gesetzgebung immer wieder Bestrebungen gemacht werden, das deutsche Planungsrecht „zu beschleunigen“. Dies ist wohl kaum gegen die oben genannten europäischen Bestrebungen und gegen die Einzelinteressen des Bodenschutzes („Fläche sparen“), des Immissionsschutzes („Abstände einhalten“) oder des Gewässerschutzes („Kühlwassernutzung optimieren“) möglich.

Im Grundgesetz findet sich derzeit noch keine ausdrückliche Regelung zur Umsetzung des Nachhaltigkeitsprinzips. Allerdings gelten wesentliche Bestandteile des Prinzips als verfassungsrechtlich durch Art. 20a GG abgesichert, was durch die Formulierungen „Verantwortung für die künftigen Generationen“ und „natürliche Lebensgrundlagen“ zum Ausdruck kommt. Weitgehende Übereinstimmung besteht auch darin, dass das Grundgesetz von den Staatsorganen eine langfristige, das Schicksal auch der künftigen Generationen berücksichtigende Politik verlangt. Dazu gehören sicherlich nicht nur eine nachhaltige Energieversorgung an sich, sondern auch „nachhaltige“ Standorte und Trassen für diese Energieversorgung.

Das Prinzip der Nachhaltigkeit hat Aufnahme in eine Reihe von Fachgesetzen gefunden. War es noch z. B. in den bauleitplanerischen Oberzielen des Entwurfs für das Bau- und Raumordnungsgesetz von 1998 gar nicht enthalten, wurde es auf Vorschlag des Bundestagsausschusses für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau in den Entwurf aufgenommen und auf diese Weise Gesetz. Paragraph 1 Satz 1 des Bundesbodenschutzgesetzes (BBodSchG) formuliert als Zielbestimmung einen „nachhaltigen“ Bodenschutz. Auch in der Literatur wird die Meinung vertreten, Bauplanungsrecht und Bodenschutzrecht könnten in wechselseitiger Ergänzung drohenden Gefahren begegnen. Dazu gehören auch Standorte und Trassen für die Energiewirtschaft, wenn diese z. B. nach dem Verständnis des novellierten Bundesnaturschutzgesetzes den Schutz, die Pflege und die Entwicklung

von Natur und Landschaft, die Sicherung der Tier- und Pflanzenwelt, des Naturhaushalts unter Berücksichtigung der standortprägenden biologischen Funktionen, Stoff- und Energieflüsse sowie der landschaftlichen Strukturen, der Regenerationsfähigkeit der Naturgüter und die sparsame und schonende Nutzung dieser Güter umfasst!

Raumordnungsgesetz

§ 1 ROG: Aufgabe und Leitvorstellung der Raumordnung

(1) Der Gesamtraum der Bundesrepublik Deutschland und seine Teilräume sind durch zusammenfassende, übergeordnete Raumordnungspläne und durch Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen zu entwickeln, zu ordnen und zu sichern. Dabei sind

- 1. unterschiedliche Anforderungen an den Raum aufeinander abzustimmen und die auf der jeweiligen Planungsebene auftretenden Konflikte auszugleichen,*
- 2. Vorsorge für einzelne Raumfunktionen und Raumnutzungen zu treffen.*

(2) Leitvorstellung bei der Erfüllung der Aufgabe nach Absatz 1 ist eine nachhaltige Raumentwicklung, die die sozialen und wirtschaftlichen Ansprüche an den Raum mit seinen ökologischen Funktionen in Einklang bringt und zu einer dauerhaften, großräumig ausgewogenen Ordnung führt. Dabei sind

- 1. die freie Entfaltung der Persönlichkeit in der Gemeinschaft und in der Verantwortung gegenüber künftigen Generationen zu gewährleisten,*
- 2. die natürlichen Lebensgrundlagen zu schützen und zu entwickeln,*
- 3. die Standortvoraussetzungen für wirtschaftliche Entwicklungen zu schaffen,*
- 4. Gestaltungsmöglichkeiten der Raumnutzung langfristig offen zu halten,*
- 5. die prägende Vielfalt der Teilräume zu stärken,*
- 6. gleichwertige Lebensverhältnisse in allen Teilräumen herzustellen,*
- 7. die räumlichen und strukturellen Ungleichgewichte zwischen den bis zur Herstellung der Einheit Deutschlands getrennten Gebieten auszugleichen,*
- 8. die räumlichen Voraussetzungen für den Zusammenhalt in der Europäischen Gemeinschaft und im größeren europäischen Raum zu schaffen.*

(3) Die Entwicklung, Ordnung und Sicherung der Teilräume soll sich in die Gegebenheiten und Erfordernisse des Gesamtraums einfügen; die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamtraums soll die Gegebenheiten und Erfordernisse seiner Teilräume berücksichtigen (Gegenstromprinzip).

Das Nachhaltigkeitsprinzip findet sich inzwischen auch im Energierecht wieder und zwar in mehreren Zielbestimmungen, z. B. in § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWiG), in § 1 des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und in § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die letztere Zweckbestimmung bezeichnet z. B. als Ziel des Gesetzes, im Interesse des Klimaschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen.

Eine der entscheidenden Fragen für die Wirksamkeit des Nachhaltigkeitsprinzips ist die nach seiner Realisierung durch eine verbindliche, sektorübergreifende Planung. Nach der Begriffsfassung der §§ 1 und 2 des Bundesraumordnungsgesetzes (BROG) meint Nachhaltigkeit, bei der Raumentwicklung die sozialen und wirtschaftlichen Ansprüche an den Raum mit seinen ökologischen Funktionen in Einklang zu bringen. Dies steht allerdings unter dem Vorbehalt der planerischen Abwägung. Für Planung und Steuerung der nachhaltigen Entwicklung ist die Raumordnung ein wichtiges, ja bisher wohl das wichtigste Instrumentarium. Nachhaltigkeit wird durch seine Aufnahme in die Bestimmungen für die Ziele und Grundsätze des BROG zum raumordnerischen Leitprinzip. Nachhaltige Entwicklung soll allerdings immer auch das „Ergebnis einer gerechten Abwägung“ sein. Sicherlich wird die Raumordnung durch ihre auf ein Rahmenrecht beschränkte Kompetenz allerdings eine Realisierung des Nachhaltigkeitsprinzips alleine nicht gewährleisten können. Hier braucht sie die frühzeitige Unterstützung der einzelnen Fachplanungen. Gerade dieses erforderliche Zusammenspiel zwischen Raumordnung und Fachplanung kann ein Anlass sein, für bestimmte Versorgungsgebiete das Instrument der Energiekonzepte wieder aufleben zu lassen. Bislang ist jedoch eine räumliche Zuordnung von Stromerzeugung und Stromverbrauch aus ökonomischer Sicht nicht notwendig, denn der so genannte „Briefmarkentarif“ stellt alle Stromerzeugungsstandorte innerhalb des deutschen Verbundnetzes gleich. Auch gibt es bislang keine ökonomischen Anreize für dezentrale Erzeugungsanlagen, denn zentrale Erzeugungsstandorte für Strom sind wirtschaftlicher (economies of scale), sozialverträglicher (weniger Standorte ergeben weniger Standortwirkungen) und umweltverträglicher (höhere spezifische Reinigungsleistung der Rauchgasreinigung). Dabei geht man jedoch in der Regel von „end of the pipe“-Lösungen aus und vernachlässigt die Möglichkeiten einer optimalen Anpassung der Erzeugungsanlagen an die Siedlungsstruktur und damit an die Verbrauchsstruktur.

2 Steuerungsbedarf

Flächenansprüche sind dann von der öffentlichen Planung zu decken, wenn diese im öffentlichen Interesse liegen und zur Erfüllung solcher Aufgaben erforderlich sind, welche zur öffentlichen Daseinsvorsorge gerechnet werden. Im Hinblick auf einen sparsamen Umgang mit Fläche (Bodenschutzgesetz!) ist zunächst zu überprüfen, ob dieser Bedarf überhaupt berechtigt ist, bzw. ob er vermeidbar ist.

Neue Standorte und Trassen für die Stromversorgung sind aus Sicht der Raumplanung dann nicht erforderlich, wenn es gelingt, ein dezentrales Versorgungssystem aufzubauen, das seinen Standortbedarf auf bestehenden Flächenausweisungen oder innerhalb der Siedlungsflächen bzw. sogar innerhalb der Gebäude selbst zu befriedigen (Eigenversorgung der Gebäude; virtuelle Kraftwerke). Auch kann die Raumplanung einen Beitrag dafür leisten, dass die Effizienz der bestehenden Systeme erhöht wird (z. B. durch eine Erhöhung der Siedlungsdichte oder durch eine Anpassung der Siedlungsstruktur an die Erfordernisse dezentraler bzw. leitungsgebundener Systeme).

Geht man jedoch davon aus, dass die Energiewirtschaft für die künftige Stromversorgung einen Bedarf nach neuen, andersartigen oder anders gelegenen Standorten und Trassen hat, dann schließt sich die Frage an, ob die Energiewirtschaft auch einen Anspruch auf solche Flächen über raumplanerische Ausweisungen geltend machen kann oder ob sie diesen Bedarf selbst, z. B. auf dem Grundstücksmarkt oder im eigenen Bestand, decken muss.

Eine für die Zukunft verantwortungsvolle und vorausschauend sowie vorsorglich handelnde Raumplanung darf diese Aufgabe nicht allein der Fachplanung oder den sich am Markt orientierenden Investoren überlassen, sondern muss das Angebot und die Nachfrage nach Standorten und Trassen für die Stromversorgung steuern, so weit ihr dies mit ihren formellen und informellen Instrumenten möglich ist. Wie schon dargelegt, zum einen, weil die Raumplanung selbst mit ihren Instrumenten die für die Energiewirtschaft frei verfügbaren Flächen immer weiter mit Nutzungseinschränkungen belegt und damit gezielt neue Nutzungskonkurrenzen für die energiewirtschaftliche Nutzung schafft. Zum anderen, weil die Stromversorgungswirtschaft als Fachplanung langfristig lediglich den bestehenden Zustand festschreiben wird und „freiwillig“ kaum neue Strukturen schaffen wird, die den Ansprüchen an eine nachhaltige Siedlungsplanung genügen können.

Internationale Energieversorger, die derzeit mit Aufmerksamkeit und Interesse auf den liberalisierten deutschen Markt blicken, aber auch neue nationale Investoren, werden sich nicht mit dem Standortpotenzial zufrieden geben können, das ihnen die etablierten nationalen deutschen Stromversorger möglicherweise überlassen. Daher wird in den nächsten Jahren ein gewisser Nachfragedruck entstehen, dem bislang kein ausgewogenes Angebot gegenübersteht. Investoren erwarten künftig, dass Ihnen ein realisierbares Flächenangebot gemacht wird, um so den „Standort Deutschland“ insgesamt attraktiv zu machen. Ob dieses Angebot von der Raumplanung selbst kommt oder von der Wirtschaftsförderung auf Landesebene bzw. auf regionaler oder kommunaler Ebene, dürfte für die Investoren zweitrangig sein. Hier ist auf alle Fälle ein Zusammenwirken dieser beiden Akteure erforderlich. Dies trifft gleichermaßen auch für die Trassen zwischen diesen Standorten und den Stromverbrauchern zu, ohne dass diese hier schon näher räumlich konkretisiert werden könnten.

Ein konkreter Standort- oder Trassenbedarf ergibt sich für die Raumplanung also nur noch im Einzelfall, das heißt nur dann, wenn dieser durch ein eingeleitetes Genehmigungsverfahren, an dem die Raumplanung beteiligt ist, offenkundig wird. Im privatisierten und liberalisierten Markt kann der so genannten Planrechtfertigung zwar nur noch eine geringe Bedeutung zugemessen werden, dies ist jedoch für die Raumplanung künftig vielleicht nur noch die einzige Möglichkeit, Einblick in das Planungsgeschehen der Stromwirtschaft zu bekommen. Zu diesem Zeitpunkt im Verfahren besteht bei den in der Regel immissionsschutzrechtlich zu genehmigenden Anlagen allerdings die Verpflichtung zur Genehmigung, wenn alle Vorschriften eingehalten sind. Dazu reicht es aus, wenn die Standorte entsprechend planungsrechtlich ausgewiesen sind. Das veranlasst die Antragsteller immerhin, sich möglichst auf bereits ausgewiesene Flächen zu konzentrieren, um so ein Raumordnungsverfahren zu vermeiden. Da Strom- und Gastrassen planfestzustellen sind, ergibt sich allerdings hier immerhin eine Möglichkeit der Mitsprache beim Trassenverlauf. Das heißt aber auch, dass die beantragte Technologie nicht mehr zur Disposition gestellt wird und technische sowie räumliche Alternativen auf „die vom Vorhabensträger geprüften Fälle“ beschränkt bleiben. Inwieweit die Nachhaltigkeits- oder Klimaschutzziele bzw. Ziele der Raumordnung und Landesplanung eingehalten sind, wird hier nicht mehr geprüft.

Ein Ausweg aus dieser sowohl für die Raumplanung als auch für die Stromversorger unbefriedigenden Situation ergibt sich nur, wenn man sich wieder auf die Aufstellung von Energiekonzepten für bestimmte Versorgungsräume verständigt. Diese wären immerhin im Rahmen der dafür jetzt erforderlichen Strategischen Umweltprüfung (SUP) auf die Einhaltung der Umweltziele zu prüfen. Vielleicht ist dies auch der Grund, dass solche Konzepte derzeit bei den Kraftwerks- und Netzbetreibern nicht im Gespräch sind. Solche in Zusammenarbeit mit der Energiewirtschaft erstellten Energiekonzepte sind für die Raumplanung zwingende Voraussetzung, um die erforderlichen Randbedingungen (Menge, Lage, Größe) der Standorte und Trassen in einem Untersuchungsraum aufzuzeigen. Erfolgt dies nicht, so wäre die Energiewirtschaft künftig weiterhin alleine auf die „Klugheit der Planer“ angewiesen, „vorsorglich“ (irgendwo?) entsprechende „Löcher“ für die Standorte oder Schneisen für die Trassen in den großräumigen Flächensicherungen freizulassen.

2.1 Zielsetzungen einer konzeptionellen Steuerung

Aus Sicht der Raumplanung kann sich die konzeptionelle Steuerung des Stromversorgungssystems im Wesentlichen auf die langfristige Abstimmung der Standorte und Trassen beschränken. Dazu ist es nicht erforderlich, detailliert inhaltlich die Belange der Fachplanung Energieversorgung mitzubestimmen. Das Interesse der Raumplanung ist es vorrangig, das Zusammenwirken von sozialen, ökologischen, ökonomischen und technischen Aspekten der Stromversorgung im Raum untereinander und miteinander mit einem langfristigen Blick zu koordinieren. Dies kann durch informelle und durch formelle Planung geschehen. Dabei stehen folgende Aspekte im Vordergrund:

- Berücksichtigung der Nachhaltigkeit
 - Abwägung zwischen sozialen, ökologischen und wirtschaftlichen Aspekten
 - Ressourcenschonung, Unterstützung von regenerativen Energieträgern und Begrenzung des Verbrauchs auf das „nachwächst“
- Berücksichtigung des Klimaschutzes
 - Energieeinsparung (Effizienz und Suffizienz)
 - Vermeidung fossiler Energieträger
- Berücksichtigung der Raumordnung und Landesplanung
 - Herstellung von Versorgungssicherheit trotz Privatisierung
 - Vermeidung von regionalen Disparitäten
 - Unterstützung der Regionalentwicklung

Die somit vorabgestimmte konzeptionelle Planung kann dann auch zur Planrechtfertigung von Standorten und Trassen in den jeweiligen Genehmigungsverfahren bzw. als Rechtfertigung zur vorsorglichen langfristigen Sicherung von Standorten und Trassen in der Raumplanung herangezogen werden. Hierzu ist der zeitlich und räumlich konkretisierte Bedarf für die Maßnahme darzulegen und die Unvermeidbarkeit dieser Maßnahme (und damit des eventuell erforderlichen Eingriffes in andere Schutzziele) darzulegen.

Letztendlich müsste die konzeptionelle Steuerung der Stromversorgung in einem Planungsraum zu Energieversorgungskonzepten führen. Solche Konzepte wurden in den vergangenen Jahrzehnten für zahlreiche Planungsräume unterschiedlicher Art und Größe erstellt, allerdings ohne dass diese sich räumlich konkret mit Standorten und Trassen der Stromversorgung befasst hätten. Neben der Liberalisierung und der Privatisierung des Strommarktes erschwert nun auch noch die möglicherweise gegebene SUP-Pflichtigkeit solcher Energiekonzepte deren Akzeptanz bei den Kraftwerks- und Netzbetreibern, weil dort ja schon vorab eine Umweltprüfung der dort gegebenenfalls vorgesehenen Standorte und Trassen durchgeführt werden müsste.

So fordern bereits zu Beginn des Jahres 2005 politische Parteien (CDU/CSU) bzw. Gewerkschaften (ver.di), die Bundesregierung solle ein umfassendes Energiekonzept vorlegen, das bis 2020 reicht und die Kriterien Wirtschaftlichkeit, Preisgünstigkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit berücksichtigt. Darüber hinaus soll die Regierung aufzeigen, wie der Rückgang der Kraftwerkskapazitäten ab 2010 um etwa 40.000 Megawatt aufgrund überalterter Kraftwerke ersetzt werden kann. Auch will man (räumlich konkret?) festgelegt wissen, wie angesichts der notwendigen Erneuerung des Kraftwerksparks und des Ausstiegs aus der Kernenergie die nationalen Klimaschutzziele erreicht werden können und gleichzeitig die Energieversorgung gesichert werden kann, ohne Wachstum zu behindern. Es werden Informationen darüber gefordert, wie der Emissionshandel mit der Selbstverpflichtung der Wirtschaft, der Ökosteuer, der Kraft-Wärme-Kopplung und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vereinbart werden kann. Den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, der Wärmeversorgung und im Verkehrsbereich soll die Regierung voranbringen, die Förderung dabei aber degressiv gestalten. Ebenso werden Vorschläge für eine Nachfolgeregelung zu der Steinkohlevereinbarung von 1997 erwartet. Vorgeschlagen wird zudem, vor allem die internationale Kooperation bei der Solarforschung zu verstärken. Schließlich verlangen die Parteien ein Energieeinsparprogramm für den Gebäudebestand und den Verkehr. Solche Bestandteile eines Energiekonzeptes wären für die Standort- und Trassenplanung in der Raumplanung allerdings zunächst noch wenig hilfreich, da sich daraus keine hinreichend konkreten Ziele hinsichtlich des Stromerzeugungsmixes ableiten ließen.

2.2 Notwendigkeit zur vorsorglichen Planung und Sicherung von Standorten

Ein großer Teil der bestehenden Standorte ist aus energiewirtschaftlicher Sicht aufgrund ihrer günstigen Lage (nahe zu den Ressourcen und den Verbrauchern; geringe Kosten für den Transport oder die Verteilung des erzeugten Stromes) auch künftig noch geeignet, um weiter wirtschaftlich genutzt zu werden. In solchen Fällen wird man sich seitens der Stromwirtschaft auf den Bestandsschutz berufen und solche Standorte weiter betreiben wollen, auch wenn sich seit der Auswahl des Standortes im Hinblick auf raum- und umweltplanerische Ziele eine andere Bewertung ergeben haben sollte. Zum Beispiel liegen in einigen Fällen Kraftwerkstandorte wegen der Verfügbarkeit von Kühlwasser oder der Möglichkeit zum Antransport der Brennstoffe per Schiff in Flusstälern. Gerade an solchen Bestandsstandorten sind im Standortumfeld qualitativ und quantitativ erweiterte ökologische Schutzziele räumlich konkret festgesetzt worden (und die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie wird zu weiteren Maßnahmen führen). Die Weiternutzung solcher Standorte dürfte daher heute nicht nur in erheblicher Nutzungskonkurrenz zu den Siedlungsflächen, sondern auch

zu den diese umgebenden Freiräumen stehen. Es stellt sich also zumindest die Frage nach Standortalternativen, besser aber nach einer neuen Zuordnung bestehender Standorte zu künftigen Nutzungen für die Stromversorgung. Diese Abstimmungsaufgabe zwischen der Fachplanung und der Raumplanung könnten Stromversorgungskonzepte übernehmen. Vor der Standortplanung müsste man dann allerdings Aussagen zum künftigen Kraftwerksmix (Größe und Art) machen, denn der Standortbedarf hängt in erster Linie von Art und Größe der Kraftwerke ab. Die Kraftwerksplanung unterliegt aber in Deutschland den (international agierenden) Kraftwerksbetreibern bzw. Investoren, die jeweils individuell und unabhängig planen. Eine Lösung könnte z. B. ein nationales Ausschreibungsmodell für Kraftwerkskapazitäten sein, das sich dann aber mit der EU-Binnenmarktrichtlinie Strom vereinbaren lassen müsste. Dazu müsste aber das deutsche Energiewirtschaftsrecht komplett überdacht werden.

Durch die künftig veränderte Struktur der Erzeugungsanlagen (Umwandlungssysteme) ergibt sich künftig ein anderes Anforderungsprofil an die Standorte. Mancher heutige Standort wird sich technisch kaum mehr nutzen lassen, weil z. B. der fossile Brennstoff (Kohle, Gas) bzw. der regenerative Energieträger (Wasser, Wind, Erdwärme, Biomasse) dort nicht oder nicht in ausreichendem Maße für eine wirtschaftliche Nutzung zur Verfügung steht. Teilweise wird es auch unwirtschaftlich sein, einen bestehenden Standort entsprechend herzurichten, z. B. wegen hoher Kosten für den Abriss von Kohlebunkern, der Beseitigung von Altlasten oder der Anpassung der Anlagen für die Brennstoffzufuhr.

Es wird voraussichtlich im Zeitraum 2015 bis 2030 trotz des deutlichen Rückgangs der insgesamt benötigten Standorte einen Neubedarf an großen und mittleren Standorten für die Stromversorgung geben, da die einzelnen Anlagen zur Energieumwandlung je nach konzeptioneller Auslegung der Stromversorgung sehr unterschiedliche Standortanforderungen aufweisen:

- Steinkohlekraftwerke sollten wegen der künftig weitestgehenden Verwendung von Importkohle möglichst in den Seehäfen mit vorhandener Anlande oder an schiffbaren Flüssen oder Kanälen mit entsprechender Leistungsfähigkeit des Schifftransportes liegen.
- Braunkohlekraftwerke sollten wegen des größeren Transportvolumens der Brennstoffe (geringe „Energiedichte“) möglichst in den Abbauflächen selbst liegen.
- Gaskraftwerke (als GuD) sollten möglichst bei den Gasspeichern oder an leistungsfähigen Hochdruckleitungen liegen und für einen möglichst hohen Wirkungsgrad auch die Möglichkeit einer Durchflusskühlung aufweisen.
- Biomasseanlagen sollten möglichst nahe beim Ort des Brennstoffaufkommens liegen, bei dezentralem Aufkommen der Biomasse sollten daher auch die Standorte möglichst dezentral liegen.
- Windkraftwerke sollten dort liegen, wo ein möglichst hohes Windaufkommen vorhanden ist, also eher im Norden als im Süden.
- Wasserkraftwerke sind an die Flussläufe selbst gebunden. Hier ergibt sich, wenn überhaupt, ein Standortbedarf für Neuanlagen eher im Süden als im Norden (hier dürfte sich eher die Frage des „repowering“ als des Neubaus stellen, obwohl die Wasserrahmenrichtlinie auch hier zusätzliche Einschränkungen für die Stromwirtschaft mit sich bringen wird.).

Darüber hinaus werden in solchen Energiekonzepten Standorte zur Speicherung von Energieträgern zu berücksichtigen sein sowie gegebenenfalls Flächen für den Anbau von Energiepflanzen.

Im Vordergrund steht die Frage nach der *Art* der Standorte, also nach der Technik der Umwandlung mit deren sehr unterschiedlichen Standortansprüchen. Aus diesen ergeben sich auch die unterschiedlichen Nutzungsverträglichkeiten und die damit verbundenen Nutzungskonflikte. Je nach Art der Anlage wird sich in einem Versorgungsgebiet eine mehr oder weniger gute räumliche Standortverfügbarkeit für solche Anlagen ergeben.

Zusätzlich ist künftig auch besonderer Wert auf das *Maß* der Standorte zu legen, also die Größe der einzelnen Umwandlungseinheiten, weil sich hieraus die Anzahl und damit auch das Einzugsgebiet solcher Anlagen bestimmt. Dieses Maß muss auch der Siedlungsstruktur in dem jeweiligen Versorgungsgebiet angepasst werden. Sollen solche Anlagenstandorte auch Aufgaben außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes übernehmen, so ist dies grundsätzlich nur dann vertretbar, wenn an dem Standort nur unerhebliche oder sehr geringe, in der Regel lokal ausgleichbare Standortwirkungen entstehen.

Als dritte Komponente ist der Faktor *Zeit* zu berücksichtigen. Das heißt, dass für einen aktuellen Eingriff an einem Standort (insbesondere für die vorsorgliche Standortsicherung) der Nachweis erbracht werden muss, dass dieser Bedarf auch in einem überschaubaren Zeitraum nach derzeitigen Erkenntnissen eintreten wird. Dieser Zeitraum muss mit dem Planungshorizont derjenigen Maßnahmen übereinstimmen, die in dem jeweiligen Raum mit dem Energieversorgungsstandort konkurrieren.

Darüber hinaus ist in der Regel darzulegen, weshalb ein Standort gerade in einem bestimmten *Raum* erforderlich ist bzw. wird. Dies ist insbesondere dann erforderlich, wenn der betreffende Raum durch besonders ungünstige Voraussetzungen für einen Energieversorgungsstandort gekennzeichnet ist bzw. wenn der Raum aufgrund besonders günstiger Voraussetzungen der Gefahr einer Übernutzung für den Zweck der Energieversorgung unterliegt. Die traditionelle Bindung zwischen Stromversorgung und Versorgungsraum ist durch die Liberalisierung des Strommarktes faktisch aufgehoben.

Hier ist die Frage zu stellen: Für wen muss die Raumplanung Standorte sichern? Die traditionellen Energieversorger verfügen doch über eine umfangreiche Anzahl von Standorten, die in der Zukunft nicht mehr benötigt werden. Sie können daher dort langfristig ihre Standortansprüche sichern. Was ist aber mit solchen vorhandenen Standorten, wenn diese vorübergehend nicht genutzt werden? Verlieren diese dann ihren Schutzstatus? Können diese dann gegen solche entgegenstehenden Nutzungen „verteidigt“ werden, die langfristig die Eignung der Standorte für die Stromversorgung beeinträchtigen, weil diese immer näher heranrücken können? Und was ist mit den Independent Power Producern (IPPs), die sich derzeit auf dem deutschen Markt umsehen und die als Triebkraft für den Wettbewerb in Deutschland so sehr erwünscht sind? Wo können diese ihre Standortansprüche befriedigen? Kann die Raumplanung zulassen, dass diese Akteure sich auf weniger geeigneten Standorten niederlassen, weil die bestgeeigneten Standorte in den Händen der traditionellen deutschen Energieversorger für eine langfristige Standortbevorratung aufgehoben werden? Spätestens hier ist dann auch die Frage zu stellen, ob eine solche Standortbevorratung für die Stromversorgungswirtschaft ökonomisch verantwortbar ist.

Diese Fragen sind alle im Konsens mit Beteiligten zu klären – möglichst im Rahmen eines Energieversorgungskonzeptes bzw. in speziellen regionalen Stromversorgungskonzepten, um so den Kräften am Markt auch einen ausreichenden Handlungsspielraum und die erforderliche Planungssicherheit zu geben!

2.3 Notwendigkeit zur vorsorglichen Planung und Sicherung von Trassen

Die Aussagen für die Standorte gelten im Prinzip auch für die Trassen zur Stromversorgung. Die Schwierigkeiten der Raumplanung beginnen hier jedoch bereits damit, dass dieser kaum Informationen über die Nutzung und insbesondere die Auslastung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes vorliegen. Man sieht einer Freileitung eben nicht an, ob diese genutzt oder nur langfristig vorgehalten wird. Dabei ist es schon seit langem ein Ziel der Raumplanung, die Anzahl der Freileitungstrassen durch Bündelung (auch unterschiedlicher Netzbetreiber!) zu reduzieren und Trassen dort zurückzubauen oder zu verkabeln, wo diese raumplanerischen Zielen entgegenstehen, z. B. weil diese bei zunehmendem Siedlungsdruck eine positive Raumentwicklung verhindern. Die anstehende Neuordnung und die umfangreichen Erneuerungsinvestitionen in das bundesdeutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz bieten hierzu eine Chance.

Es zeichnet sich bereits ab, dass sich durch die räumliche Verschiebung der Stromerzeugung in den Norden Deutschlands (höheres Windkraftpotenzial, bessere Kühlmöglichkeiten für effiziente thermische Kraftwerke) bei gleichzeitiger Stilllegung der Kernkraftwerke mit einem höheren Anteil im Süden Deutschlands, die Notwendigkeit ergibt, Stromtrassen in Nord-Süd-Richtung zu ergänzen.

Neben diesen fachtechnischen Fragen dürfte sich mit einer Veränderung der Siedlungsstruktur langfristig auch eine Veränderung der Bedarfsstruktur ergeben. Auch hier kann die Raumplanung im Rahmen von Energieversorgungskonzepten ihren Beitrag leisten, in dem sie eine Antwort darauf gibt, wie sich die Nachfrage im Raum aufgrund der Siedlungsentwicklung bzw. des Bevölkerungsrückganges ergibt. Auch wird eine künftig veränderte industrielle Branchenstruktur einen wesentlichen Einfluss auf die räumliche Verteilung des Strombedarfs in Deutschland haben, wenn man berücksichtigt, dass einige der Stromgroßverbraucher künftig wegfallen werden oder diese zumindest ihren Standort innerhalb des Landes optimieren werden, um langfristig konkurrenzfähig zu bleiben. Hierbei wird auch in Zukunft der Strompreis eine Rolle spielen.

3 Mögliche Vorgehensweise bei der Standort- und Trassensicherung

3.1 Bewertung bestehender Standorte (genutzt und geplant)

Bestehende Standorte genießen in der Regel Bestandsschutz, auch wenn diese unmittelbar nach Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes 1935 ohne jegliche Abstimmung mit der Standortgemeinde (teilweise sogar durch Enteignung der Standortgemeinden!) und ohne Berücksichtigung der Umweltverträglichkeit nach rein energiewirtschaftlichen oder militärstrategischen Kriterien ausgewählt wurden. Häufig haben sich diese Standorte auch dann noch behauptet, als die Siedlungen dicht an sie herangerückt waren, trotz Abstandserlassen und Lärmschutzvorschriften. Inzwischen sind zahlreiche Anlagen zur Stromerzeugung auf solchen Standorten stillgelegt oder stehen zur Stilllegung an. Andere haben sich fest etabliert, sind sogar trotz benachbarter hoher Siedlungsdichte unverzichtbar geworden, weil

diese neben der Strom- auch zur Fernwärmeversorgung oder aber zur Stromversorgung wichtiger Industriebetriebe dienen.

Will die Raumplanung die künftige Entwicklung der Stromerzeugungsstandorte nicht alleine der Fachplanung und damit den Standortprioritäten der Stromversorgungswirtschaft überlassen, dann muss diese früher in den langfristigen Planungsprozess einbezogen werden. Es reicht nicht aus, wenn diese erst im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens in den Abstimmungsprozess mit einbezogen wird. Dann sind die unternehmerischen Standortentscheidungen schon gefallen und es ist bereits viel Geld in den Standort investiert worden. Die Beteiligung muss früher stattfinden, dann, wenn noch Handlungsspielraum besteht und die Möglichkeit gegeben ist, räumliche Standortalternativen ins Spiel zu bringen. Diese sollten raumplanerisch besser geeignet sein, langfristig weniger Nutzungskonflikte mit sich zu bringen und möglichst einen positiven Beitrag zur regionalen Wirtschaftsentwicklung zu leisten. Dazu muss jedoch die konkrete Standortsituation vorab neutral bewertet werden, das heißt, sowohl aus energiewirtschaftlicher Sicht als auch aus raumplanerischer Sicht und aus Sicht des Umweltschutzes. Dies ist notwendig, weil es hierbei in den wenigsten Fällen ein Raumordnungsverfahren geben wird. Diese Standorte sind in der Vergangenheit meist nach und nach in der Bauleitplanung abgesichert worden. Auch die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung wird nicht zu Standortalternativen führen, sondern lediglich zu meist kostspieligen „end of the pipe“-Lösungen am Standort selbst – was auch nicht immer im Interesse des Betreibers liegen dürfte.

Konkret heißt dies, dass für die einzelnen Anlagentypen die Standortanforderungen in Abhängigkeit der Anlagengröße spezifiziert und die bestehenden und auf bereits genehmigten Standorten geplanten Anlagen nach diesen Kriterien eingestuft werden müssen. Anschließend könnte die Raumplanung aus ihrer Sicht geeignete Standorte langfristig sichern, gegebenenfalls sogar ungeeignete Standorte für eine andere Nutzung vorschlagen. Zumindest hat die Raumplanung dann die Möglichkeit, diese Fakten in ein späteres Genehmigungsverfahren einzubringen und entsprechende Empfehlungen auszusprechen. Hierbei ist es allerdings erforderlich, mögliche Einschränkungen wirkungsabhängig hinsichtlich der Anlagengröße bzw. der Anlagentechnik zu definieren oder aber bei festgestellten erheblichen Nachteilen für die Raumentwicklung die Empfehlung auszusprechen, dass der untersuchte Standort nicht weiter zu einer bestimmten Art und in einem bestimmten Umfang zur Stromerzeugung genutzt werden sollte. Eine solche letztgenannte einschränkende Aussage sollte allerdings durch ein entsprechendes Angebot an Standortflächen für die Stromerzeugung ergänzt werden, das hierfür ebenfalls erarbeitet werden muss.

3.2 Ermittlung möglicher künftiger Standorte

Wie bereits erwähnt, erfordert die vorsorgliche raumplanerische Ausweisung künftiger Standorte zur Stromerzeugung die Vorgabe eines fachtechnischen Rahmens z. B. durch ein Energieversorgungskonzept. Anschließend kann die Raumplanung mit bewährten Methoden (Positiv-/Negativkartierung) Standorte ermitteln und diese vorab einer Abwägung mit den konkurrierenden Nutzungsansprüchen unterziehen. Hierbei wäre zu unterscheiden nach

- Einzelstandorten („Solitäre“) für größere Anlagen, die räumlich konkret in regionalen Entwicklungsplänen oder ähnlichem als Ziele ausgewiesen werden,
- integrierten Standorten, deren Ausweisung innerhalb bestimmter Gebietskategorien

zwingend festgeschrieben wird (z. B. Standorte für dezentrale Heizkraftwerke für jedes Baugebiet ab einer bestimmten Größe),

- Standortflächen für Windparks oder für die Produktion von Brennstoffen z. B. aus Energiepflanzen.

Die Ermittlung von Standortpotenzialen durch die Raumplanung muss sich nicht nur an den siedlungsstrukturellen und naturräumlichen Gegebenheiten orientieren, sondern auch insbesondere an den energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten. Diese sind zumindest

- die Einbindung in das Übertragungsnetz (Zuordnung zu Umspann- oder Schaltanlagen, aber auch zu Speichermöglichkeiten),
- die Zuführung der Brennstoffe (Kohle, Gas, Biomasse) bzw. regenerativer Energien,
- die Verfügbarkeit von Speicher- bzw. Ausgleichsmöglichkeiten für die Brennstoffe und
- die Verfügbarkeit von Kühlwasser.

3.3 Bewertung bestehender Trassen

Analog zu den Standorten sollten auch die bestehenden oder auf vorhandenen Trassen geplanten Höchst- und Hochspannungsleitungen einer Vorabbewertung unterzogen werden, denn durch die künftig veränderte Angebots- sowie die veränderte Strombedarfsstruktur im Raum wird sich sowohl die Notwendigkeit ergeben, bestehende Trassen auszubauen, als auch die Chance, bestehende Trassen ganz zurückzubauen und aufzugeben. Auch hier besteht einerseits Bestandsschutz, andererseits ergibt sich die Möglichkeit, stark die Raumentwicklung einschränkende Trassen aufzugeben und die künftige Entwicklung auf bestehende Trassen zu bündeln. Gerade durch die Trennung von Erzeugung und Transport und den Wegfall der Beschränkung auf einzelne Versorgungsgebiete hat sich eine andere Ausgangssituation ergeben. Auch dürften die Übertragungsnetzbetreiber künftig stärker daran interessiert sein, die Genehmigung neuer Trassen durch die Aufgabe nicht mehr benötigter Trassen zu erleichtern. Wo dies in welchem Umfang möglich ist, kann nur neutral bewertet werden, wenn es hierfür ein einheitliches Bewertungsverfahren gibt, das, wie bei den Standorten auch, die Interessen aller beteiligten Akteure im Raum berücksichtigt.

3.4 Ermittlung künftiger Trassen

Für die Ermittlung neuer Trassen hat sich das Raumordnungsverfahren als Linienbestimmungsverfahren mit anschließender Planfeststellung bewährt, auch wenn die Verfahren teilweise zehn Jahre und mehr in Anspruch genommen haben. Die vorausschauende langfristige Planung zur Daseinsvorsorge hat dies zugelassen. Im liberalisierten Markt und bei den anstehenden raumstrukturellen Veränderungen sowohl bei der Siedlungsstruktur als auch bei den Stromerzeugungsstandorten macht jedoch künftig ein schnelleres und flexibleres Verfahren erforderlich, das sowohl die Leitungsbündelung als auch die Wiedernutzung wegfällender Trassen berücksichtigt. Auch hier ist es der Raumplanung wiederum nur möglich, vorsorglich Trassen für großräumige Stromtransportleitungen freizuhalten, wenn deren Bedarf aus einem übergeordneten fachlichen Entwicklungskonzept hervorgeht, das es bislang nicht gibt. Dieses Angebot für den langfristigen Trassenausbau könnte künftige Verfahren beschleunigen.

gen. Es könnte auch die gezielte Verhinderung von neuen Trassen durch die großzügige Ausweisung anderweitiger Flächensicherung einschränken oder zumindest reduzieren.

4 Fazit

Zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche der Stromversorgungswirtschaft durch die Raumplanung fehlt es an einer geeigneten konzeptionellen Fachplanung, die in den Raum übertragen werden kann und aus der sich zeitlich und räumlich konkret ein Bedarf ableiten lässt. Dadurch ist zu befürchten, dass sich die künftige Standort- und Trassenplanung in einem liberalisierten Markt und bei Akteuren, die unter Umständen nicht auf ein bestehendes Potenzial an Standortflächen und Trassen zurückgreifen können, überwiegend auf die bestehenden Flächen konzentriert. Dies wird auch bei einer insgesamt zurückgehenden Anzahl von Standorten (insbesondere durch ein anzunehmendes weiteres Anwachsen der Anlagengrößen aus Effizienzgründen) dazu führen, dass aus rein energiewirtschaftlicher Sicht auch solche Standorte und Trassen weiter in Anspruch genommen werden, die dazu weniger geeignet sind. Insgesamt besser geeignete Standorte und Trassen werden dadurch langfristig verhindert und eine Chance zur Verbesserung der Raumstruktur insgesamt wird vergeben.

Die Standortsicherung richtet sich maßgeblich nach der Größe der Standorte:

Bei *Großstandorten* muss vermieden werden, dass aufgrund des Bestandsschutzes raumplanerisch ungeeignete Standorte alleine aus ökonomischen Erwägungen oder aus Bequemlichkeit weitergenutzt werden und stattdessen raumplanerisch gut geeignete Standorte aufgegeben werden. Gerade die Stadt- und Regionalplanung hat kaum einen Einfluss, um bei dieser für ihre Belange so bedeutenden Frage mitbeteiligt zu werden. Vorhandene Standorte sollten nach einem einheitlichen Maßstab im Hinblick auf raumplanerische, fachtechnische und Umweltkriterien bewertet werden, um so die Raumplanung in die Lage zu versetzen, in den entsprechenden Planungs- und Genehmigungsverfahren sach- und fachgerechte Stellungnahmen abzugeben. Für diesen Fall sind entsprechende Standortalternativen in den zugehörigen Versorgungsregionen „vorzuhalten“, d. h. auszuweisen, zu sichern (vgl. hierzu auch die „Regionalisierungstendenzen“ (Monstadt)). Vergleichsweise ungeeignete Standorte sollten mit einem entsprechenden Vermerk versehen werden, dass diese künftig nur nachrangig weitergenutzt werden sollten. Dies kann auch die Unternehmensplanung der EVUs beeinflussen (bzw. auch den Grundstückswert verringern!). Gute Standorte sollten gekennzeichnet werden, um deren Weiternutzung zu erleichtern und zu beschleunigen.

Für *mittelgroße Standorte* ergibt sich bis 2030 zunächst ein geringer Mehrbedarf, der gegebenenfalls aus den frei werdenden Großstandorten gedeckt werden kann. Danach ergibt sich beim Fossil-Szenario ein deutlicher Mehrbedarf von Standorten bis zum Jahr 2050. Beim REG-Szenario werden dagegen bis 2030 zunächst in großem Umfang Standorte frei, wobei sich der Trend bis 2050 deutlich abgeschwächt fortsetzt. Teilweise muss von Fossil- auf Biomasse umgenutzt werden. Damit ändern sich auch die Standortbedingungen (Brennstoffanlieferung, Brennstofflagerung, Flächenbedarf der Anlage, Reststoffablagerung, Kühlwasserbedarf, Wärmeabgabe usw.).

Gerade für *kleine Standorte* wird sich der Bedarf deutlich erhöhen, wenn die derzeit geltenden Ziele für eine nachhaltige Energieversorgung verbunden mit einem Ausbau der

regenerativen Energien verwirklicht werden und weitgehend auf Brennstoffzellenanlagen umgestellt wird. Die sich rechnerisch ergebenden mehrere tausend Kleinststandorte entziehen sich jedoch weitgehend einer raumplanerischen Steuerung, weil diese in die Gebäude selbst integriert werden können. Dem Bedarf an kleineren Biomassestandorten steht jedoch der in wesentlich größerem Umfang erwartete Rückgang von heute mit fossilen Energieträgern betriebenen BHKWs entgegen. Diese Anpassung kann relativ flexibel im Rahmen des Siedlungsbestandes erfolgen, sodass hier eine raumplanerische Unterstützung kaum notwendig werden wird.

Die Trassensicherung für Hoch- und Höchstspannungsleitungen wird sich dagegen weitestgehend auf der regionalen Ebene abspielen. Sie ermöglicht daher eine raumplanerische Unterstützung, die sich im Wesentlichen auf die vorsorgliche Sicherung großräumiger Verbindungsleitungen zwischen den Erzeugungsstandorten im Norden Deutschlands und den südlich davon liegenden Verbrauchsschwerpunkten konzentrieren sollte.

Zur Abstimmung der künftigen Strukturen der Stromversorgung mit der Siedlungsstruktur ab etwa dem Jahr 2015 bis zum Planungshorizont 2030 sollte die Raumplanung daher in eine Bewertung der bestehenden Standorte eintreten,

- damit nicht die guten Standorte aufgegeben und durch schlechtere anderswo ersetzt werden und
- damit für eine Folgenutzung nicht schlechte Standorte herangezogen werden, die gegebenenfalls die Siedlungsentwicklung oder gar die Wirtschaftsentwicklung behindern.
- andererseits sollte die Raumplanung eine ausreichende Anzahl von neuen Standortalternativen bereithalten,
- damit der mit der Liberalisierung beabsichtigte Prozess in Gang kommt und auch bisher nicht auf dem Markt präsent (also solche ohne vorhandene Altstandorte) eine Entfaltungsmöglichkeit bekommen und
- damit dezentrale, kleinere Erzeugungsanlagen eine Chance bekommen, da für diese bislang keine Standortvorsorge betrieben wurde, sondern, im Gegenteil, die entgegenstehenden Nutzungsansprüche immer weiter gesichert wurden.

Zusätzlich sollte die Raumplanung Trassenkorridore für die Zuleitung von Brennstoffen (Gas) und die Ableitung von Strom sowie die Verteilung des Stromes im Land sowie den Mengenausgleich im Verbundnetz ermöglichen.

Dazu ist es erforderlich, dass der Raumplanung von der Stromversorgungswirtschaft räumlich und zeitlich konkret die notwendigen Angaben über die Grundzüge der künftigen Versorgungsstruktur bis zum Jahr 2030 im regionalen Maßstab zur Verfügung gestellt werden. Aufgabe der Raumplanung ist es dann, der Stromversorgungswirtschaft ein Flächenangebot für Standorte und Trassen bereitzustellen, innerhalb dessen sich dann eine künftige Struktur entwickeln kann, die sowohl den Zielen der Energieversorgung als auch des Umweltschutzes und der Raumplanung gerecht werden kann.

Regionale Auswirkungen der Liberalisierung im Stromsektor auf die Wettbewerbsfähigkeit

Gliederung

- 1 Strom als Modernisierungsenergie
- 2 Regionale Strompreisangleichung als raumordnungspolitisches Ziel
- 3 Regionale Wettbewerbsfähigkeit
 - 3.1 Regionale Industriestrompreisentwicklung
 - 3.2 Spezifische industrielle Stromverbrauchsentwicklung
 - 3.3 Raumstrukturelle Typisierung
- 4 Regionale Auswirkungen der Liberalisierung
- 5 Ausblick und Empfehlung

Literatur

1 Strom als Modernisierungsenergie

Unter den energiewirtschaftlichen Sektoren der Volkswirtschaft Deutschlands (Industrie, Verkehr, Haushalte, Gewerbe/Handel) ist die Industrie im Jahre 1990 mit einem Anteil von fast einem Drittel der mit Abstand größte Endenergieverbraucher. Lange Zeit vorher hat sich ein Trend des absoluten wie prozentualen Rückgangs im Endenergieverbrauch der Industrie abgezeichnet. Dieser Trend setzt sich in den 90er-Jahren fort. Spätestens im Jahre 1995 bildet sich eine Scherenentwicklung zwischen Industrie einerseits und Verkehr und Haushalt andererseits. Im Jahre 2000 ist der größte Endenergieverbraucher der Verkehr mit einem Anteil von 30 %, gefolgt von dem Bereich Haushalt mit 28 % und der Industrie mit 26 % (vgl. Tab. 1, s. S. 174).

Betrachtet man nur den Stromverbrauch, so zeigt sich, dass beim industriellen Stromverbrauch der Trend ein anderer ist. Seit den 50er-Jahren bis heute behält der industrielle Stromverbrauch – von Schwankungen abgesehen – einen steigenden Trend bei. Von 1995 bis 2000 steigt der industrielle Stromverbrauch um 7 %, während der von Gas nur um 3 % wächst und die „klassischen Energieträger“ Kohle und Heizöl einen drastischen Rückgang von 22 bzw. 15 % verzeichnen (vgl. Tab. 2, s. S. 174).

Als Erklärung für die Bedeutungszunahme von Strom gegenüber den Brennstoffen im Industriebereich gibt es mehrere plausible Thesen:

- Die seit der Ölpreiskrise in Schüben drastische Verteuerung der Brennstoffe einerseits und der geringere Anstieg der Strombezugspreise der Industrie andererseits haben Strom relativ billiger gemacht. Daher hat Strom Brennstoffe substituiert.

Tab. 1: Struktur des Endenergieverbrauchs 1990 bis 2000

Bereich/Jahr	1990		1995		2000	
	(PJ)	%	(PJ)	%	(PJ)	%
Industrie	2.977	32	2.474	26	2.430	26
Verkehr	2.379	25	2.614	28	2.745	30
Haushalte	2.383	25	2.655	28,5	2.550	28
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.563	17	1.568	17	1.449	16
Militär	139	1	46	0,5	23	0
Endenergieverbrauch insgesamt	9.441	100	9.357	100	9.197	100

Quelle: BMWI (Hrsg.): Energie Daten 2002. Nationale und internationale Entwicklung. Wernigerode o. J., S. 11

Tab. 2: Industrieller Energieträgerverbrauch 1990 bis 2000

	1995	2000	1995 bis 2000 (%)
Strom (Mrd. KWh)	213	228	+ 7 %
Gas (Mio. KWh)	329.547	338.775	+ 3 %
Kohle (TD)	1.079.466	837.933	-22 %
Heizöl (1.000 t)	10.843	9.169	-15 %

Quelle: Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch 2002. Wiesbaden, S. 22

- Die zunehmende Mechanisierung und Automatisierung der industriellen Fertigung hat dazu geführt, dass der Kraftbedarf schneller gewachsen ist als der Prozesswärmebedarf. Der Kraftbedarf wird aber in der Industrie ganz überwiegend durch Strom gedeckt.
- Der Strukturwandel der Industrie wirkt unterschiedlich auf brennstoff- und stromintensive Produkte. Die Produkte, die mit spezifisch hohen Brennstoffverbräuchen erzeugt werden, verlieren an Gewicht.
- Strom kann als hochwertiger Energieträger in alle Nutzenergiearten umgewandelt werden und genügt wegen seiner ausgezeichneten Gebrauchseigenschaften selbst den höchsten Qualitätsansprüchen.
- Die sprunghafte Entwicklung der Mikroelektronik und der Sensortechnik hat zunehmend das Überwachen, Regeln und Steuern der Produktion übernommen. Ohne Strom wäre die „Computerisierung der Produktion“ nicht möglich (Kretschmer; Stoy 1987).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass dem Strom für die Modernisierung der industriellen Entwicklung eine besondere Bedeutung zufällt und er deshalb unter allen Energieträgern eine herausgehobene Stellung einnimmt.

2 Regionale Strompreisangleichung als raumordnungspolitisches Ziel

Nicht nur für den Industriebereich ist Strom als Modernisierungsenergie relevant, sondern auch für die energiewirtschaftlichen Bereiche Haushalt und Gewerbe. Lediglich im Bereich Verkehr bildet Strom eine Ausnahme, weil die Elektrifizierung praktisch nur für den Bahnverkehr infrage kommt und Strom gegenüber dem sonst auf Kraftstoffe ausgelegten übrigen Verkehrsbereich nur eine marginale Rolle spielt.

Da der technische Fortschritt in erheblichem Maße von Strom abhängig ist, bildet die Stromversorgung einen Teil der „Grundausstattung eines Raumes“. Dabei ist Strom „nicht nur ein Wirtschaftsgut wie jedes andere, sondern ein Gut der Daseinvorsorge im öffentlichen Interesse“ (Runkel 1996). Schon früh war daher die regionale Strompreisentwicklung Gegenstand der Beeinflussung durch den Staat.

Im Raumordnungsbericht von 1978 heißt es: „Aufgabe der Raumordnungspolitik in den kommenden Jahren ist es vor allem, in Abstimmung mit der Energiepolitik in Bund und Ländern daraufhin zu wirken, dass ... regionale Unterschiede der Energiepreise unter Berücksichtigung der Kosten weiter vermindert werden.“ (Raumordnungsbericht 1978).

Ebenso deutlich wird dieses Angleichungsziel von den Wirtschaftsministern der Länder angesprochen, wenn diese in einem ihrer energiepolitischen Beschlüsse sich für das Ziel der „Annäherung der teilweise erheblich differenzierenden Strompreise in den einzelnen Regionen der Bundesrepublik Deutschland“ einsetzen wollen. Im Energieprogramm für Bayern heißt es beispielsweise: „Dem Abbau der regionalen Energiepreisunterschiede, speziell der Strompreisunterschiede, widmet die Staatsregierung daher stets besondere Aufmerksamkeit.“ (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Verkehr 1980).

Dem Staat stehen allerdings nur begrenzt Mittel zur Erreichung dieses Angleichungsziels zur Verfügung. Im Grunde sind es drei Instrumente, die hier vor der Liberalisierung des Stromsektors zum Einsatz gekommen sind:

- Der Kohlepfennig als Mehrkostenausgleich gegenüber Öl und Importkohle ist nach Ländern differenziert erhoben worden. Der Beirat für Raumordnung kritisiert diese nur auf Länderebene differenzierte Ausgleichsabgabe. Nach seinen Vorstellungen soll „eine stärkere Differenzierung der Ausgleichsabgabe zwischen den Regionen unterhalb der Länderebene angestrebt und in den Planungsregionen mit besonders hohem Strompreis auf die Erhebung der Abgabe verzichtet werden“ (Beirat für Raumordnung 1980).
- Einige Länder wirken über die Konzessionsabgabenverordnung darauf hin, dass die Strompreisunterschiede zwischen städtischem und ländlichem Raum gemildert werden (Arbeitsgemeinschaft Regionale Energieversorgung 1996).
- Die Länder haben die Möglichkeit, auf eine dezentrale Verteilung der Kraftwerkstandorte hinzuwirken. Dadurch können Stromtransportkosten minimiert und damit regionale Strompreisunterschiede gemindert werden (Wagner 1985).

Mit der Liberalisierung des Strommarktes ab 1998 sind diese Instrumente weitgehend hinfällig geworden. So ist der Kohlepfennig ab 1996 weggefallen, und die strompreisnivellierenden Absichten der Konzessionsabgabenverordnung sind von vielen Energieversorgern bereits vor der Liberalisierung unterlaufen worden. Regionalversorger haben nämlich ihre

Tarifräume in Zonen aufgeteilt, um bei der Strompreisbildung mehr Kostengerechtigkeit walten zu lassen und zukünftig für den Wettbewerb besser gerüstet zu sein. D. h., dass „gut strukturierten Gemeinden“ – vor allem Städten – günstigere Preise angeboten werden, während die ländlichen Gemeinden i. d. R. mit höheren Strompreisen rechnen müssen (Arbeitsgemeinschaft Regionale Energieversorgung 1998). Schließlich kommt hinzu, dass nach der Liberalisierung keine überregional bedeutsamen Kraftwerke gebaut werden und auch in absehbarer Zeit keine gravierenden Veränderungen in Richtung Dezentralisierung der Kraftwerkstandortstruktur zu erwarten sind.

Somit gibt es begründete Befürchtungen, dass nach der Liberalisierung der ländliche Raum abgehängt wird und das Strompreisgefälle zunimmt.

Diese Annahme beruht auf folgenden Überlegungen:

- Mit dem Wegfall der geschlossenen Tarifräume gibt es keine Gleichpreisigkeit mehr für Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie. Eine starke räumliche Preisdifferenzierung kann als Folge eintreten und kann die z. T. bereits vor der Liberalisierung entstandene Entwicklung der „räumlichen, kostengerechten Preisgestaltung“ (s. o.) verstärkt fortsetzen.
- Wenn sich im Wettbewerb um Versorgungsgebiete der Innovations- und Modernisierungsdruck zunehmend auf die wirtschaftlich attraktiven Versorgungsgebiete konzentriert, ist zu befürchten, dass langfristig für den ländlichen Raum Nachteile in der Flächenversorgung hinsichtlich vergleichbarer Niveauausstattung eintreten werden (analog etwa der Prozess bei Bahn und Post). Die Folge könnten „technisch bedingte Preiserhöhungen“ sein.
- Das Abwerben von Großkunden („Rosinenpickerei“) trifft den ländlichen Raum ungleich schwerer als den städtischen Raum. Dadurch kann sich die Kostenstruktur für die „Restkunden“ verschlechtern mit der Folge der unausweichlichen Erhöhung der Strompreise.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes ist also ein Ordnungsrahmen geschaffen worden, der aller Wahrscheinlichkeit nach den ländlichen Raum strukturell benachteiligt. Vorausgesetzt wird, dass sich die regionalen Strompreisdiskrepanzen verstärken werden. Die Arbeitsgemeinschaft Regionale Energieversorgungsunternehmen (ARE) geht davon aus, dass Kommunen in ländlichen Räumen geradezu gezwungen sein werden, einen Teil ihres Konzessionsabgabenaufkommens, das sie von den überörtlichen Energieversorgern erhalten, zur Minderung der Strompreisdiskrepanzen einzusetzen (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung 2000). Ob die Voraussagen zutreffen, zeigen nachfolgende Ausführungen.

3 Regionale Wettbewerbsfähigkeit

3.1 Regionale Industriestrompreisentwicklung

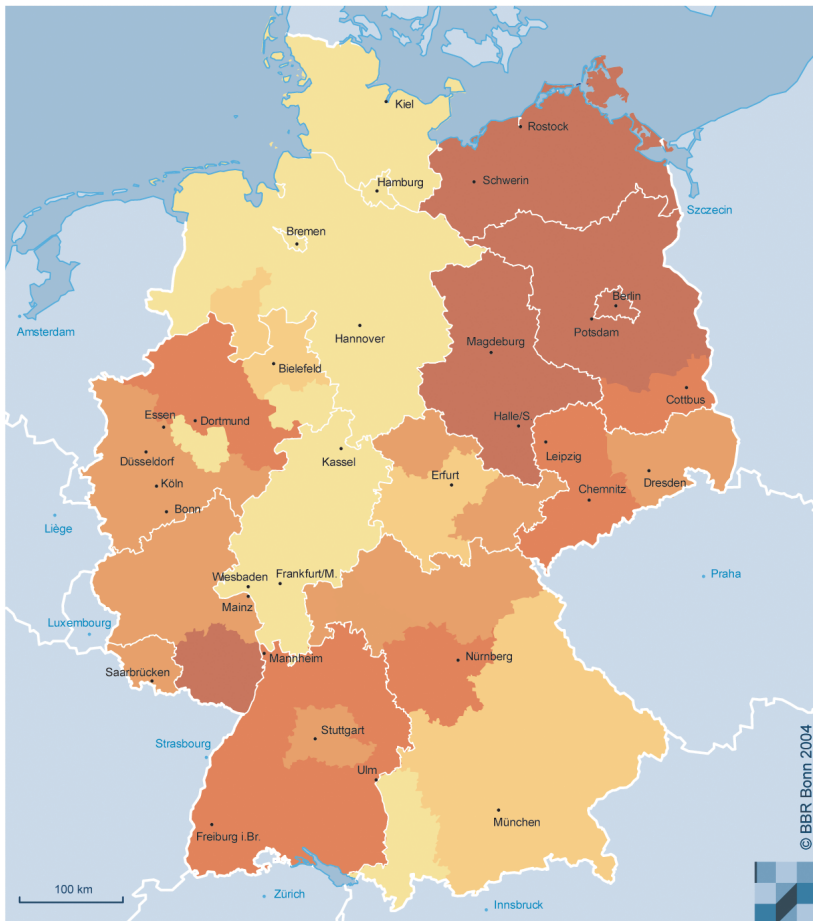
Bei regionalen Strompreisvergleichen stellt sich die Frage nach den für die Regionen repräsentativen industriellen Abnahmefällen. Die hier gewählte Typisierung nach Betriebsgröße bezieht sich dabei auf die Höhe des jeweiligen Stromverbrauchs unter bestimmten Abnahmebedingungen:

- Typ A repräsentiert einen kleinen Betrieb mit einschichtiger Arbeitsweise (Benutzungsdauer 1.600 h/a, Strombezugsmenge 0,160 Mio kWh/a)
- Typ B repräsentiert einen mittleren Betrieb mit normaler zweischichtiger Arbeitsweise (Benutzungsdauer 2.500 h/a, Strombezugsmenge 0,625 Mio kWh/a)
- Typ C repräsentiert einen mittleren Betrieb mit gut ausgenutzter zweischichtiger Arbeitsweise (Benutzungsdauer 3.150 h/a, Strombezugsmenge 1,575 Mio kWh/a)
- Typ D repräsentiert einen Großbetrieb mit dreischichtiger Arbeitsweise (Benutzungsdauer 4.000 h/a, Strombezugsmenge 4,00 Mio kWh/a)

Diese Abnahmefälle sind eine Auswahl aus insgesamt 15 Abnahmefällen der Statistik des Verbandes der Energieabnehmer (VEA). Vor der Liberalisierung berücksichtigen die regelmäßig veröffentlichten Strompreisvergleiche die von den EVU in ihrem angestammten Versorgungsgebiet angebotenen Normpreisregelungen. Nach der Liberalisierung sind EVU bereit, im Vergleich zu den Normpreisregelungen teilweise günstigere Lieferbedingungen bei Neuabschlüssen zu vereinbaren. Der VEA hat deshalb die Strompreisvergleiche den geänderten Bedingungen angepasst. Veröffentlicht werden jetzt vom VEA für die verschiedenen Abnahmefälle realistische Preisindikationen, wie sie vertragsfreie und wechselbereite Strombezieher im Rahmen einer bundesweiten Ausschreibung ihres Strombedarfs am Markt einholen können. Die Preise berücksichtigen alle Kosten für die jeweilige Netznutzung, Strombeschaffung, für das EEG, das KWKG, die Konzessionsabgabe sowie eine am Markt übliche Marge für den Lieferanten. Nicht enthalten sind Strom- und Mehrwertsteuer (VEA 2002).

Das Mittel der Strompreise der oben genannten repräsentativen Betriebe bildet den durchschnittlichen regionalen Strompreis. Die Abb. 1 zeigt, dass es ein deutliches Strompreisgefälle von Ost nach West gibt. Die neuen Länder bilden fast flächendeckend eine Stromhochpreisregion, während in den alten Ländern als Stromhochpreisregion lediglich die Räume der Pfalz, nördliches Ruhrgebiet und Teile Baden-Württembergs hervortreten. Im Durchschnitt liegt das Strompreisniveau in den neuen Ländern um 11 % höher als in den alten Ländern. Dieser Niveauunterschied ist im Wesentlichen auf die enormen Investitionen für Restrukturierung und Reorganisation einer vorwiegend auf Braunkohle basierenden Stromversorgung zurückzuführen. Um eine ausreichend hohe Verstromung ostdeutscher Braunkohle sicherzustellen, gibt es – ähnlich wie die ausgelaufene Regelung für die Steinkohleverstromung im Westen – eine Sonderregelung für die ostdeutsche Braunkohle. Sie verhindert weitgehend die Durchleitung von preisgünstigerem Strom aus den alten Ländern oder aus angrenzenden Ländern wie Tschechien.

Abb. 1: Industriestrompreise 1999



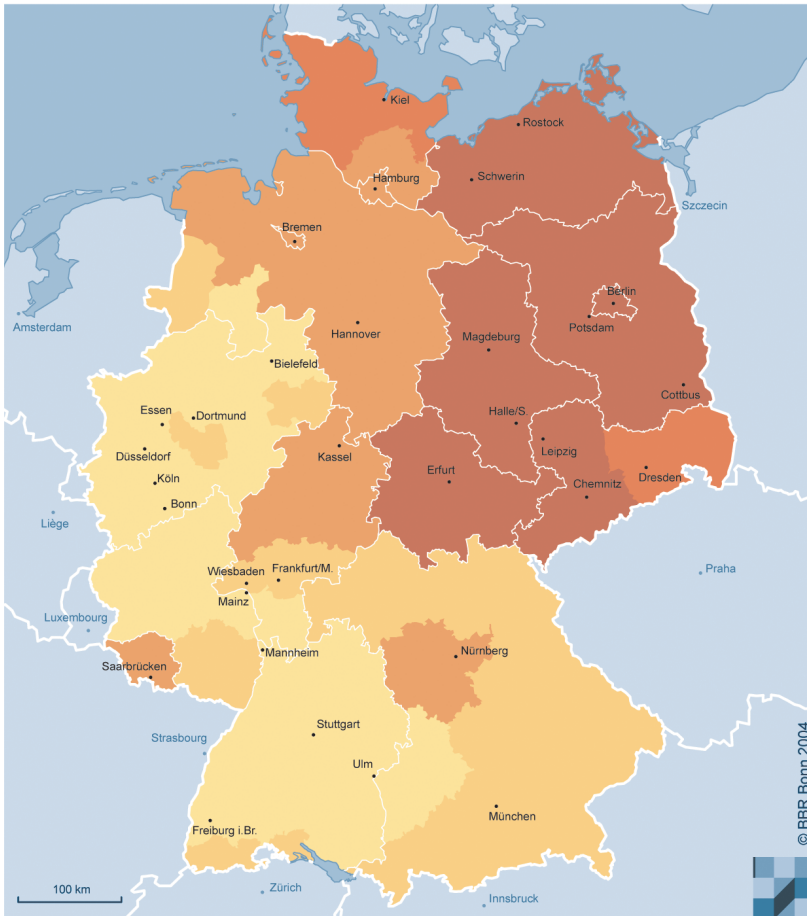
Durchschnittlicher Strompreis
repräsentativer Betriebe in ct/kWh 1999
(ohne Strom- und Mehrwertsteuer)

- unter 8,5
- 8,5 bis unter 8,8
- 8,8 bis unter 9,0
- 9,0 bis unter 9,3
- 9,3 und mehr

Anmerkungen: Durchschnittlicher Strompreis aus dem Mittel eines Kleinbetriebs,
zwei unterschiedlich großer Mittelbetriebe und eines Großbetriebs.

Analyseregionen, Stand 31.12.1998
Datenbasis: Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.

Abb. 2: Industriestrompreise 2003



Vorherrschender durchschnittlicher Strompreis
repräsentativer Betriebe in ct/kWh 2003
(ohne Strom- und Mehrwertsteuer)

- unter 6,9
- 6,9 bis unter 7,1
- 7,1 bis 7,4
- 7,4 bis 7,7
- 7,7 und mehr

Anmerkungen: Durchschnittlicher Strompreis aus dem Mittel eines Kleinbetriebs,
zwei unterschiedlich großer Mittelbetriebe und eines Großbetriebs.

Analyseregionen, Stand 31.12.2000

Datenbasis: Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.

Die Momentaufnahme zum 01.01.1999 stellt praktisch die Schwelle zum Beginn der Liberalisierung des Strommarktes dar. Die Folge der Liberalisierung ist in den Jahren 1999 und 2000 eine Strompreissenkung im Industriebereich von durchschnittlich 40 % (bei Privatkunden um 20 %). Aber bereits 2001 sind die industriellen Strompreise wieder deutlich gestiegen. Ende 2003 ist für die industriellen Strompreise fast das Niveau von Ende 1998 erreicht. Betrachtet man die regionalen Strompreisunterschiede, so stellt man fest, dass sich das Strompreisgefälle von Ost nach West nicht geändert hat (vgl. Abb. 2, s. S. 179) (VEA-Statistik 2002). Die neuen Länder bilden wiederum eine flächendeckende Stromhochpreisregion. Die mittleren industriellen Strompreise liegen im Osten um etwa 10 % höher als in den alten Ländern. Damit hat sich im Strompreisgefälle vor und nach der Liberalisierung, d. h. Anfang 1999 und 2003, praktisch nichts geändert. Der Osten verzeichnet nach wie vor die höchsten industriellen Strompreise. Nach jüngsten Recherchen wird sich voraussichtlich das Ost-West-Gefälle weiter verstärken, da im Mai 2004 Vattenfall eine Netzerhöhung um 19 % angekündigt hat. Damit wird sich die Preisschere im Vergleich mit e.on, EnBW und RWE weiter öffnen mit gravierenden Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Branchen in den neuen Ländern (VIK-Mitteilungen 2004).

Bleibt folgendes festzuhalten: die Liberalisierung hat in den ersten beiden Jahren zu einer drastischen Strompreissenkung im Industriebereich geführt. Doch in der Folgezeit ist bereits das Strompreisniveau nach wenigen Jahren fast wie vor der Liberalisierung wieder erreicht. Auf das Strompreisgefälle von Osten nach Westen hat die Liberalisierung keinen erkennbaren Einfluss gehabt.

Die Voraussagen, dass der ländliche Raum hinsichtlich der Strompreise abgehängt werde und sich die Schere der höchsten Strompreise vergrößere, kann nicht generell bestätigt werden. Zwar verzeichnen in den alten Ländern ländliche Räume in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordhessen ein relativ höheres Strompreisniveau als vor der Liberalisierung. Demgegenüber ist aber das Strompreisniveau ländlicher Räume im Süden und Westen der alten Länder vergleichsweise niedriger als vor der Liberalisierung. Das heißt, ein eindeutiger Trend – wie vorausgesagt – ist nicht erkennbar.

3.2 Spezifische industrielle Stromverbrauchsentwicklung

In der Diskussion um die Einführung der Öko-Steuer 1999 ist besonders evident geworden, dass die Strompreise für stromintensive Branchen ein wichtiger Standortfaktor sind. Da ohnehin die industriellen Strompreise im Vergleich mit dem Ausland sehr hoch sind, hätte eine Erhöhung der Strompreise durch die Einführung einer Stromsteuer die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der stromintensiven Branchen erheblich eingeschränkt.

Die vergleichsweise hohen Industriestrompreise haben eine lange Tradition. Einige Hinweise mögen dies verdeutlichen:

- 1976 heißt es: „Die Bundesrepublik Deutschland hat die höchsten Strompreise.“ (Handelsblatt 1976).
- 1991 stellt der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) fest: „Die beigefügte EG-Strompreisübersicht dokumentiert die bis heute bestehende Spitzenstellung der deutschen Industriestrompreise im europäischen Vergleich.“

- Die deutsche Wirtschaft habe, beispielsweise gegenüber der französischen Industrie, so der Verband, einen aufsummierten Kostennachteil von rd. 15 Milliarden DM zu tragen (VEA 1991).
- 1999 schreibt der VEA: „Die deutsche Wirtschaft hat immer noch die höchsten Strompreise in Europa zu entrichten.“ (VEA 1999).

Besonders betroffen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit sind die stromintensiven Branchen in den neuen Ländern. Neben höheren Strompreisen kommen strukturelle Benachteiligungen hinzu. So liegt der Stromverbrauch je Betrieb im verarbeitenden Gewerbe durchschnittlich bei ca. 4,5 Mio. kWh, in den neuen Bundesländern beträgt er jedoch nur 3,1 Mio. kWh (Weisheimer 1999). Dieser Wert ist nicht damit zu erklären, dass die ostdeutschen Betriebe der stromintensiven Branchen den Strom sparsamer und effizienter einsetzen. Vielmehr ergibt sich dieser Niveauunterschied daraus, dass die ostdeutschen Betriebe fast immer kleiner sind. So hat in Ostdeutschland ein Betrieb des verarbeitenden Gewerbes durchschnittlich 83 gegenüber 138 Beschäftigten in Gesamtdeutschland, sowie 148 Beschäftigten in Westdeutschland. Beim Umsatz je Betrieb ist der Unterschied noch größer, nämlich 21 zu 49, sowie 53 Mio. DM (Weisheimer 1999).

Dementsprechend ergibt sich der Stromverbrauch je Beschäftigtem mit 37.100 kWh im Osten und mit nur 32.600 kWh in Gesamtdeutschland sowie 32.200 kWh im Westen. Das bedeutet, dass im Osten die industriellen Prozesse noch nicht so weit mechanisiert, automatisiert oder elektrifiziert sind. Als Wettbewerbsnachteil kommt somit neben den höheren Strompreisen ein im Durchschnitt geringerer technischer Fortschritt hinzu.

Außerdem ist auf den Tatbestand hinzuweisen, dass relativ gering veredelte Produktionssortimente in der Regel einen höheren spezifischen Stromeinsatz in kWh/Produktionseinheit erfordern. Dies lässt sich empirisch nachweisen. Dabei bezieht man den Stromverbrauch mangels Daten nicht auf die Output-Einheit, sondern auf den Umsatz. Hier zeigt sich, dass die chemische Industrie je TDM Umsatz in Ostdeutschland fast das Doppelte an Strom (400 zu 205 kWh/TDM) benötigt. Je Beschäftigten beläuft sich die Relation auf einen Strommehrverbrauch von 30 % (126.000 zu 97.000 kWh/Beschäftigten). Das bedeutet, dass auch die Produktivitätsunterschiede die Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen (Weisheimer 1999).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Ostdeutschland pro Beschäftigten einen deutlich höheren spezifischen Stromverbrauch hat als der Westen und insofern führen höhere Strompreise und strukturelle Begebenheiten dazu, dass insbesondere die stromintensiven Branchen des Ostens im Wettbewerb erheblich benachteiligt sind.

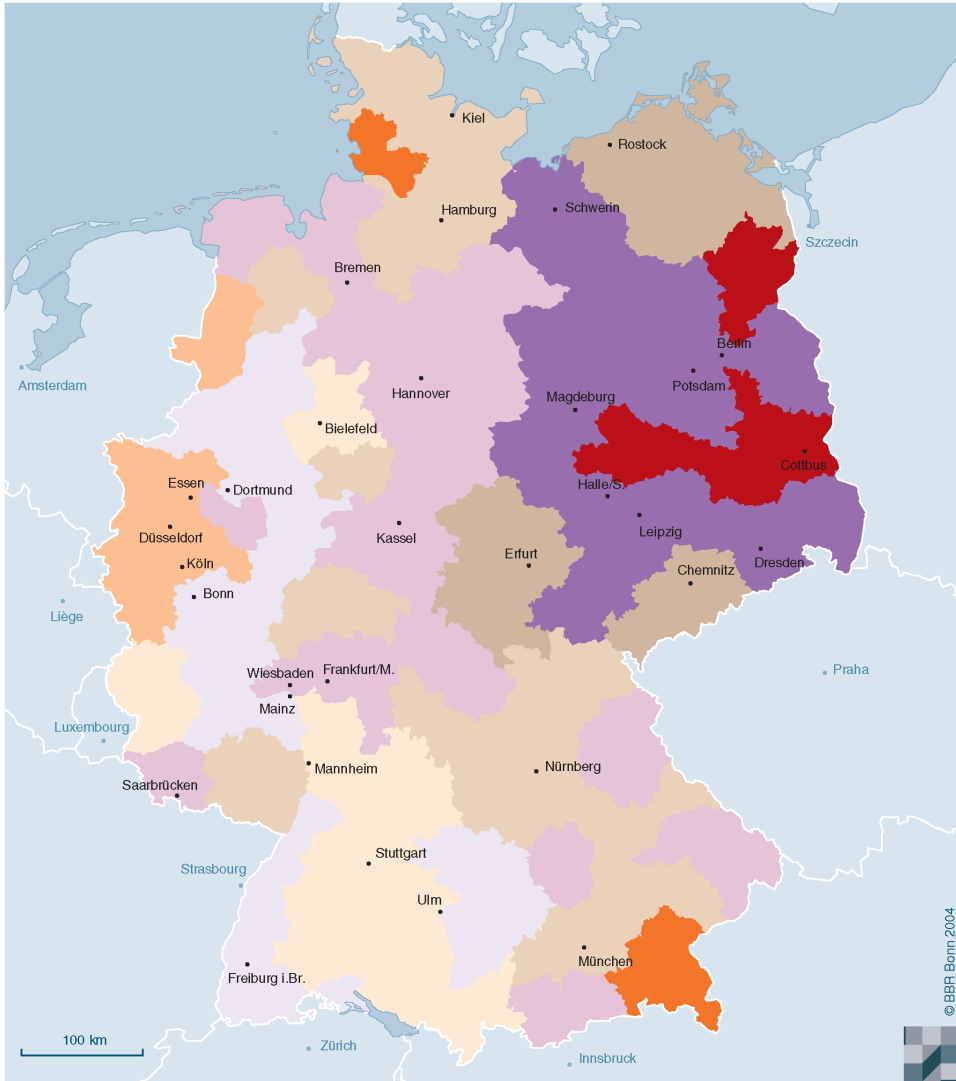
3.3 Raumstrukturelle Typisierung

Die Verknüpfung beider Indikatoren, nämlich

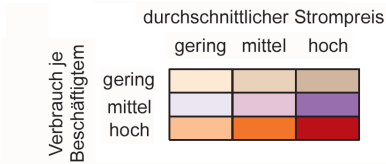
- des durchschnittlichen Strompreises repräsentativer Betriebe und
- des durchschnittlichen Stromverbrauchs je Beschäftigten im Produzierenden Gewerbe

ergibt eine raumstrukturelle Typisierung hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit des Produzierenden Gewerbes insgesamt, einschließlich der stromintensiven Branchen. (Aus Gründen der Datenverfügbarkeit sind hier jahrgangsungleiche Daten miteinander verknüpft. In

Abb. 3: Stromverbrauch und Industriestrompreis



Räumlicher Zusammenhang von vorherrschendem durchschnittlichem Strompreis repräsentativer Betriebe 2003 und des Stromverbrauchs je Beschäftigtem im Produzierenden Gewerbe 2001



Analyseregionen, Stand 31.12.2000
 Datenbasis: Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.
 Laufende Raumbbeobachtung des BBR

ihrer generellen Aussagekraft dürften sie dennoch gültig bleiben.) Die Abbildung 3 zeigt, dass ein raumstrukturelles Muster einer Dreiteilung Deutschlands erkennbar ist:

- Die stärksten Wettbewerbsnachteile verzeichnen die neuen Länder,
- eine Achse von Niedersachsen nach Bayern zeigt eine durchschnittliche Wettbewerbsfähigkeit und
- im Westen haben Teile von Nordrhein-Westfalen sowie von Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg deutlich innerdeutsche Wettbewerbsvorteile.

Das räumliche Zusammentreffen beider Indikatoren im Osten ist evident. Das Produzierende Gewerbe, insbesondere die stromintensiven Branchen, sind danach im innerdeutschen Wettbewerb aufgrund hoher Strompreise und struktureller Begebenheiten vergleichsweise stark benachteiligt.

4 Regionale Auswirkungen der Liberalisierung

Vor dem Hintergrund dieser raumstrukturellen Typisierung stellt sich die Frage nach der Einflussnahme der Liberalisierung auf diese Entwicklung. Im Wesentlichen sind es drei Einflüsse:

- Der stärkste Einfluss der Liberalisierung auf die regionale Strompreisentwicklung geht von den Netznutzungsentgelten aus. Wegen der hohen Netznutzungsentgelte, derzeit die höchsten in Europa, macht der Transport im Durchschnitt etwa 40 % der industriellen Strompreise aus (bei Haushalten sind es ca. 50 %) (Süddeutsche Zeitung 2003a). Ein freier Netzzugang, der entscheidend für den Wettbewerb der Stromanbieter untereinander ist, konnte sich deshalb kaum entfalten.
- Die hohen Netznutzungsentgelte sind auch ein Grund dafür, dass so wenige Betriebe den Stromanbieter wechseln. Von 1998 bis 2002 waren es nur 6 % der industriellen Stromkunden, die sich von einem anderen Stromanbieter (bei Haushalten nur 4 %) versorgen ließen. Diese geringe Wechselmarge hat an der räumlichen Prägung des strompreisbedingten Wettbewerbs praktisch kaum etwas verändert (Süddeutsche Zeitung 2003b).
- Der trotz Liberalisierung fehlende Wettbewerb besteht nicht nur im freien Netzzugang, sondern auch in der zunehmenden vertikalen Integration. Die vier Verbundunternehmen (e.on, Vattenfall, RWE, EnBW) verfügen in Deutschland über 80 % der Erzeugungskapazitäten, über 100 % der Transportnetze und über 30 % des Zugangs zu den Endkunden. Es ist deshalb eine erhebliche Kapitaldecke erforderlich, um sich gegen diese Übermacht auf allen Stufen behaupten zu können (Energiedepesche 2003).

Betrachtet man diese Einflussnahmen der Liberalisierung hinsichtlich ihrer regionalen Konsequenzen, so kann man Folgendes feststellen:

- Mit der Einrichtung einer Deregulierungsbehörde, die ab 2005 den Netzzugang überwachen und für einen diskriminierungsfreien Netzzugang sorgt, wird die Standortkonfiguration der Kraftwerke an Bedeutung gewinnen, da die Kraftwerksstandorte mitentscheiden über die Höhe der Netznutzungsentgelte, und damit über die Höhe der regionalen Strompreise.

- Dezentrale, verbrauchsorientierte Kraftwerksstandorte tragen mit dazu bei, Netznutzungsentgelte zu minimieren und somit den regionalen Strompreis günstig zu gestalten. Wird vom Energieversorger ein überregionaler oder gar bundesweit einheitlicher Strompreis angeboten, kommen diese Determinanten der regionalen Strompreisbildung weniger zum Tragen.

Das Beispiel Bayern mag ein Beleg dafür sein, wie die Dezentralisierung der Kraftwerksstandorte sich strompreissenkend auswirken kann. Bis Ende der 70er-Jahre war Bayern landesweit eine Stromhochpreisregion, weil es ganz überwiegend Strom importieren musste und die Stromtransportkosten hoch zu Buche schlugen. Mit dem Bau der Öl- und Kernkraftwerke sowie den vorhandenen Wasserkraftwerken, die dezentral über das Land verteilt sind, ist Bayern in weiten Teilen zu einer Stromniedrigpreisregion geworden und das seit über 20 Jahren.

Wenn es allerdings zutrifft – wie Tietz in seinem Beitrag darstellt –, dass die neuen Großkraftwerke überwiegend an den alten Standorten errichtet werden, wird der regionale Einfluss der Netznutzungsentgelte auf das herkömmliche Maß begrenzt bleiben. Eine stärkere Standortdezentralisierung dürfte dagegen auf der Ebene der mittelgroßen bis kleinen Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erfolgen. Von ihnen dürfte ein stärkerer Einfluss auf die Minimierung der Netznutzungsentgelte ausgehen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass aufgrund der hohen Netznutzungsentgelte das Maß der regionalen Veränderungen auf die Strompreise durch die Liberalisierung sehr begrenzt gewesen ist. Erst bei einem diskriminierungsfreien Netzzugang wird mit einer größeren, regional differenzierenden Auswirkung der Liberalisierung zu rechnen sein.

5 Ausblick und Empfehlung

Gravierende Veränderungen der regionalen Wettbewerbsfähigkeit werden sich in naher Zukunft ergeben. Allerdings vollziehen sich diese Veränderungen unabhängig von der Liberalisierung. Wenn nämlich spätestens ab 2008 die Braunkohlekraftwerke in den neuen Ländern abgeschrieben sein werden, kann Strom dort „konkurrenzlos billig“ angeboten werden. Es wird zu Strompreissenkungen kommen, die dazu führen, dass in einigen Regionen der neuen Länder die Strompreise günstiger sein werden als in den alten Ländern. Es wird eine umgekehrte Entwicklung des Strompreisgefälles in Gang kommen. Billige Stromimporte aus Tschechien in Regionen der neuen Länder werden diese Entwicklung unterstützen. Allerdings werden diese Stromimporte aus Netzgründen nur von bescheidenem Umfang sein (Förster 2006). Welche Auswirkungen der CO₂-Emissionshandel auf die regionale Strompreisentwicklung haben wird, lässt sich derzeit kaum abschätzen.

Das Strompreisgefälle wird sich nur dann umkehren können, wenn die Netznutzungsentgelte im Osten westdeutschen Standards entsprechen und sie keine erhöhten Kosten für die industrielle Strompreisbildung verursachen. Die aufgrund der Ankündigung zu erwartende enorme Preisdifferenz der Netznutzungsentgelte führt zu standortschädlichen Ergebnissen und verstärkt die Wettbewerbsnachteile der neuen Länder. Diese Erkenntnis sollte bei der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden und der Regulierungsbehörde sollten flexible und schnell wirksame Instrumente zur Effizienzsteigerung bei den Netzen an die Hand gegeben werden. Dazu muss das derzeitige Preisfindungssystem auf Kostenbasis durch ein die Kosten schnell senkendes Vergleichsmarktsystem ergänzt werden.

Literatur

- Arbeitsgemeinschaft Regionale Energieversorgung (Hrsg.) (1996): Regionale Energieversorgung 1994-1995. Tätigkeitsbericht. Hannover, S. 54.
- Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungsunternehmen (Hrsg.) (1998): Regionale Energieversorgung 1996-1997. Tätigkeitsbericht, Hannover, S. 102 ff.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Verkehr (Hrsg.) (1980): Energieprogramm für Bayern. Von der Bayerischen Staatsregierung beschlossen am 15. Juli 1980, München, S. 82.
- Beirat für Raumordnung (1980): Empfehlung des Beirats für Raumordnung „Instrumente zur Steuerung der Entwicklung der Raum- und Siedlungsstruktur vom 28.02.1980“. Bonn, S. 85.
- BMBau (Hrsg.) (1979): Raumordnungsbericht 1978 und Materialienband. (Schriftenreihe „Raumordnung“ des Bundesministeriums für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau), Bonn, S. 31.
- Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Hrsg.) (2000): Raumordnungsbericht 2000. Berichte, Bd. 7, Bonn, S. 138.
- Energiedepesche (Hrsg.) (2003): Teilweise hoch rentabel. 17. Jg., März, S. 274,
- Förster, G.; Fahl, U. (2006): Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg. Veröffentlichung in diesem Band.
- Handelsblatt (Hrsg.) (1976): Bundesrepublik Deutschland hat die höchsten Strompreise. Vom 12./13. 06. 1976.
- Kretschmer, W.; Stoy, B. (1987): Der industrielle Strom- und Brennstoffverbrauch. Erklärungsmodelle und ihr prognostischer Wert. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 37. Jg., Heft 9, S. 732 ff.
- Runkel, P. (1996): Raumordnerische und städtebauliche Aspekte des Ordnungsrahmens für Strom und Gas. In: Materialien zur Raumentwicklung. Heft 68. S. 26, Bonn.
- Süddeutsche Zeitung (Hrsg.) (2003b): Die Strompreise wurden durch Abgaben überkompensiert. S. 22, vom 08.04.2003.
- Süddeutsche Zeitung (Hrsg.) (2003a): Wenige Verbraucher wechseln Stromanbieter. S. 18, vom 04.02. 2003.
- Tietz, H.-P. (2006): Raumplanerische Ansätze zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche. Veröffentlichung in diesem Band.
- Verband der Energie-Abnehmer (VEA) (Hrsg.) (1999): Pressemitteilung, vom 10.08.1999, Hannover.
- Verband der Energie-Abnehmer (VEA) (Hrsg.) (1991): Pressemitteilung, vom 14.09.1991, Hannover.
- Wagner, G.: Abbau regionaler Strompreisdiskrepanzen durch raumwirksame Maßnahmen und Planungen. Forschungen zur Raumentwicklung, Bd. 15, Bonn, S. 102 ff.
- Weisheimer, M.: Die west- und ostdeutsche Industrie vor der Stromsteuer. Stromverbrauch und -kosten als Ausgangspunkt künftiger Be- und Entlastungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg., Heft 1/2, S. 18 ff.

Energiepolitik und Territorialität: Regionalisierung und Europäisierung der Stromversorgung und die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik

Gliederung

- 1 Einleitung
- 2 Die Redimensionierung von Staatlichkeit durch Europäisierungs- und Globalisierungstendenzen der Energieversorgung
 - 2.1 Die Europäisierung der Energiewirtschaft und die Globalisierung energiebedingter Umweltprobleme
 - 2.2 Die Verlagerung von Regulierungskompetenzen auf die europäische Ebene
 - 2.3 Der Aufstieg eines Regulierungsstaates in Europa?
- 3 Regionalisierung der Energieversorgung? Die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik der Länder und Kommunen
 - 3.1 Die Bedeutung subnationaler Politik
 - 3.2 Der Wandel energiepolitischer Steuerungsoptionen der Länder und Kommunen
 - 3.3 Die Regionalisierung der Energiewirtschaft
 - 3.4 Erste Ansätze regionalisierter Politik in der Energieversorgung
- 4 Neue Funktionsräume der Energieversorgung und das „institutional void“ öffentlicher Energiepolitik

Literatur

1 Einleitung

Eine räumliche Reorganisation moderner Gesellschaften wird in zahlreichen Wirtschaftsbereichen, in der Wissenschaft, in Kultur und Kunst, in der Politik etc. bereits seit längerer Zeit beobachtet. So agiert die Wirtschaft mehr und mehr im kontinentalen oder weltweiten Maßstab, zumindest Handel und Kapitalmärkte sind globalisiert, und die Transport- und Kommunikationssysteme sind technisch und funktionell weltumspannend. Die globalen Kapital- und Güterströme und neue Technologien zur kommunikativen und physischen Raumüberwindung haben die Bedeutung von Raum in den letzten Jahrzehnten radikal verändert und neue räumliche Strukturen geschaffen.¹ Dabei können neue räumliche Ebenen hinzukommen, wie in vielen Gesellschaftsbereichen die globale oder europäische Ebene oder neue regionale Funktionsräume. Außerdem können die Beziehungen und Gewichtungen der verschiedenen Ebenen politischer und wirtschaftlicher Organisation (lokal, regional, national, makro-regional, global) verändert werden. Dieser Wandel der räumlichen Organisation von Gesellschaften hat – auch dies ist längst keine neue Erkenntnis mehr – gravierende Auswirkungen auf die staatliche Aufgabenwahrnehmung. So verschieben sich politische

Regulierungskompetenzen und Beziehungen zwischen den verschiedenen staatlichen Ebenen. Zahlreiche Regulierungsaufgaben können heute nur noch effektiv jenseits des Nationalstaats wahrgenommen werden. Gleichzeitig verändern sich auch die innerstaatlichen Beziehungen, insbesondere zwischen der nationalen und den verschiedenen subnationalen Ebenen. So ist der Nationalstaat keineswegs immer die richtige Ebene für die Regelung lokaler und regionaler Probleme. Die zentralstaatliche und suprastaatliche Regelung sind oft ungeeignet, regionale Eigenheiten und Entwicklungspotenziale zu berücksichtigen und räumlich angepasste Problemlösungen zu finden (vgl. Benz et al. 1999). Insgesamt kommt es also zu einer räumlichen Reorganisation staatlicher Regulierung in unterschiedlichen Dimensionen, die in den sozialwissenschaftlichen Diskursen um „multi-level governance“ (Kohler-Koch; Jachtenfuchs 2004, Bache; Flinders 2004, Benz 2003), „Globalisierung“ (Häge; Schneider 2004, Grande 2001) „Europäisierung“ (Eising 2000) und um „Regionalisierung“ (Benz et al. 1999) bzw. in den Debatten der angloamerikanischen Humangeographie mit Begriffen wie „shifting geometries of power“ oder dem „jump of scale“ umschrieben wird (vgl. Swynedouw et al. 2002, Brenner 2001).

Das eigentlich Neue an diesem Phänomen der räumlichen Reorganisation ist, dass inzwischen auch die staatsnahen Energieversorgungssysteme hiervon erfasst wurden. Traditionell wurde die leitungsgebundene Energieversorgung gemeinsam mit anderen großtechnischen Infrastruktursystemen zumindest in den kontinentaleuropäischen Nationalstaaten zu den Kernaufgaben des Staates gerechnet (vgl. Monstadt i. d. Band). Lange Zeit stellte die Energieversorgung eines der letzten Refugien nationaler Industrien und Politik dar. Ihre wirtschaftsräumlichen Verflechtungen wurden nach außen weitgehend durch die territorialen Grenzen der Nationalstaaten begrenzt. Unterhalb des Nationalstaats waren lokal oder regional tätige Energieversorgungsunternehmen in Monopolgebieten tätig, die räumlich durch Demarkationsverträge eindeutig voneinander abgegrenzt waren. Zwar waren die vertraglich abgesicherten Monopolgebiete der deutschen Energiewirtschaft zu keinem Zeitpunkt völlig deckungsgleich mit der Territorialstruktur der Länder und Kommunen. Durch den hohen Anteil kommunaler Unternehmen an der Endversorgung von Stromkunden, die Vergabe lokaler Konzessionen und die Genese zahlreicher Verbundunternehmen als staatliche Elektrizitätsgesellschaften korrespondierten die wirtschaftlichen Verflechtungsräume der Energiewirtschaft jedoch in hohem Maße mit den regionalen und lokalen Gebietsterritorien. Verglichen mit anderen marktwirtschaftlichen Branchen war die staatsnahe Energieversorgung damit im nationalen wie subnationalen Kontext dadurch gekennzeichnet, dass die Wirtschaftsräume in hohem Maße mit der politisch-administrativen Territorialstruktur kongruent waren (vgl. ausführlich zur Raumstruktur der deutschen Energieversorgung: Monstadt 2000).

¹ Den folgenden Betrachtungen liegt ein Raumverständnis zugrunde, das in der politikwissenschaftlichen Raumforschung entwickelt wurde (vgl. Benz et al. 1999: 22 f.). Das herkömmliche Verständnis der Politik-, Planungs- und Verwaltungswissenschaften von Raum, das in hohem Maße durch politisch-administrative Grenzziehungen geprägt war, wird danach erweitert durch einen Raumbegriff im Sinne eines Handlungsraumes für politische, kulturelle und wirtschaftliche Beziehungen (Netzwerke), die sich im Raum abbilden (Clusterbildung). Das auf Verwaltungsbezirke und Gebietskörperschaften fokussierte Raumverständnis wird somit relativiert, indem die Raumbildung als Prozess verstanden wird, der nicht nur durch politisch-administrative Akteure, sondern zugleich durch die Interaktion von Wirtschaft, Wissenschaft, Verbänden usw. bestimmt wird.

Diese Situation scheint sich mittlerweile grundlegend zu verändern, indem die herkömmliche raumwirtschaftliche Struktur in der Energieversorgung zunehmend erodiert. Ausschlaggebend hierfür sind im Wesentlichen drei Faktoren, die sich komplex überlagern und kumulativ wirken (vgl. Monstadt 2004): Erstens wurden die Gebietsmonopole für den Wettbewerb mehrerer Anbieter geöffnet, und die Unternehmen erweitern ihre Raumbezüge bei der Akquisition neuer Kunden. Zweitens kommt es – verstärkt durch die Privatisierung zahlreicher Versorgungsunternehmen – zu einer Konzentration der Energiewirtschaft. Zahlreiche Unternehmen haben in den letzten Jahren durch Fusionen, durch Unternehmensübernahmen oder auch durch strategische Kooperationen mit anderen Unternehmen ihren wirtschaftlichen Aktionsradius über die bisherigen Gebietsabgrenzungen hinaus erweitert. Drittens weicht die herkömmliche raumwirtschaftliche Organisation auch durch die Ausdifferenzierung der Energiewirtschaft auf, etwa durch neue Branchen der ökologischen Energiewirtschaft (z. B. Energiedienstleister, Technologieunternehmen, Ökostromerzeuger und -händler) oder neue Wettbewerbsbranchen (z. B. Energiehändler, Aggregatoren, unabhängige Erzeuger).

Durch diese Entwicklungen haben sich die räumlichen Bindungen der Energiewirtschaft binnen weniger Jahre deutlich gelockert: Schon längst sind die Stadtwerke auch jenseits der kommunalen Gebietsgrenzen tätig. Viele Versorgungsunternehmen haben ihre Geschäftstätigkeit auf den regionalen und überregionalen Raum erweitert. Einige Großunternehmen agieren mittlerweile – insbesondere infolge von Fusionen und Übernahmen – auf dem europäischen und globalen Energiemarkt. Neue wettbewerbsorientierte Marktakteure im Energiehandel oder Energiedienstleistungssektor sowie neue Marktakteure der ökologischen Energiewirtschaft sind – verglichen mit den traditionellen Gebietsversorgern – nur locker räumlich gebunden. Sie orientieren sich räumlich vor allem an wirtschaftlichen Absatzgebieten und weniger an den politisch-administrativen Gebietsterritorien oder an den traditionellen Versorgungsgebieten. Auch die Energieverbraucher, die bislang an ihren lokalen bzw. regionalen Versorger gebunden waren, erweitern ihre Raumbezüge und knüpfen Marktbeziehungen im überregionalen Kontext.

Das Problem besteht darin, dass sich der politisch-administrative Handlungsraum der Nationalstaaten, ebenso wie derjenige der Länder und Kommunen, immer weniger mit den wirtschaftlichen Funktions- und Verflechtungsräumen der Energiewirtschaft deckt. Die Unternehmen agieren zunehmend außerhalb der territorialen Grenzen der Kommunen, Bundesländer und der nationalstaatlichen Politik. Sie entziehen sich damit in räumlicher Hinsicht teilweise der territorialen Einflussphäre der politischen Institutionen, die traditionell für die Gewährleistung öffentlicher Ziele der Energieversorgung zuständig sind bzw. waren. „The traditional boundaries of political space have become obsolete and the economic rationale now predominates in the extension of public services.“ (Offner 2000: 167). Darüber hinaus schaffen neue Probleme der Energieversorgung, insbesondere das globale Klimaproblem, einen Regulierungsbedarf, der nicht mehr in den Grenzen herkömmlicher politischer Räume zu bewältigen ist. Die Erweiterung bzw. Lockerung der räumlichen Bezüge der Versorgungswirtschaft und die globale Reichweite von Energieproblemen führen daher zu einer wachsenden Inkongruenz von Funktions- und Problemräumen mit der politischen Territorialstruktur.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass die Problemlösungsfähigkeit politischer Steuerung wesentlich davon abhängt, inwieweit ihr räumlicher Zuschnitt mit den Raumbezügen wirtschaftlicher Verflechtungen bzw. anderer funktionaler Zusammenhänge kompatibel ist. Der räumliche Zuschnitt von politischen Steuerungskonzepten und -institutionen gilt also dann als funktional, wenn er weitgehend mit den Netzwerkbeziehungen der Wirtschaftsakteure und anderer Adressaten politischer Steuerung bzw. mit der räumlichen Reichweite von Problemen übereinstimmt (vgl. Benz et al. 1999, Holzinger 2002). Dementsprechend ist es angesichts der zu beobachtenden Entgrenzungsprozesse in der Energiewirtschaft sehr wahrscheinlich, dass es zu Effektivitäts- und Effizienzverlusten energiepolitischer Steuerung kommt. Voraussetzung einer effektiven Energiepolitik – so die hier vertretene These – ist daher ihre vermehrte Ausrichtung an neuen wirtschaftlichen Verflechtungsräumen bzw. an Problemräumen der Energieversorgung. In Anlehnung an Holzinger geht es also darum, optimale Regulierungssysteme zu entwickeln, die dazu beitragen, die Kongruenz zwischen funktionalen Räumen und territorialen Jurisdiktionen (wieder-)herzustellen und dynamisch zu sichern (ebd. 2002).

Die räumliche Rekonfiguration der Energieversorgung und die daraus resultierenden Anforderungen an energiepolitische Steuerung werden im Folgenden näher beleuchtet. Hierbei wird zunächst auf die Europäisierung und Internationalisierung der Energiewirtschaft eingegangen und danach gefragt, wie die energiepolitische Regulierung auf dieses Phänomen reagiert hat und welche neuen Auswirkungen diese Entgrenzungsprozesse auf staatliche Energiepolitik haben. Kommt es zu einem Aufstieg eines Regulierungsstaats in Europa und verlieren Nationalstaaten an Bedeutung in der Energiepolitik? Anschließend wird der räumliche Wandel auf der subnationalen Ebene analysiert und danach gefragt, inwieweit es zu einer Regionalisierung der Energiewirtschaft kommt. Auf welche Weise reagiert die öffentliche Energiepolitik auf diese Entgrenzungsfälle und welche neuen Anforderungen ergeben sich an subnationale Politik in der Energieversorgung? Schließlich wird ein Fazit zu den erkennbaren Problemen öffentlicher Energiepolitik in neuen räumlichen Kontexten gezogen und der weitere Forschungsbedarf aufgezeigt.

2 Die Redimensionierung von Staatlichkeit durch Europäisierungs- und Globalisierungstendenzen der Energieversorgung

Lange Zeit konnten die europäischen Nationalstaaten weitgehend souverän über Belange der Strom- und Gasversorgung entscheiden. Die Europäische Union befasste sich ursprünglich lediglich im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) und der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM) mit Energiefragen. Die Energieversorgung innerhalb der Europäischen Union war daher durch heterogene nationale Standards und deutliche Unterschiede der Sektororganisation geprägt. Da diese aufgrund ihrer Infrastrukturfunktion zentral für die wirtschaftliche und soziale Integration der Gemeinschaft ist, rückte die Zusammenführung der bislang primär einzelstaatlich konzipierten Versorgungssysteme jedoch zunehmend in das Interesse europäischer Politik. Allerdings waren die Strom- und Gasversorgung zunächst kein Bestandteil der Binnenmarktstrategie der Europäischen Union. Stattdessen blieb es bei Projekten, welche die technischen Voraussetzungen für einen transnationalen Handel mit Energie schaffen sollten. Mit dem Ausbau der transeuropäischen Energienetze sollte diesem Bedarf Rechnung getragen werden und ein grenzüberschreiten-

der Austausch erleichtert werden. Auch die europäische Umweltpolitik hatte zunächst kaum Einfluss auf die Energieversorgung der Mitgliedsländer. Zwar engagierte sich die Europäische Umweltpolitik ab den Achtzigerjahren vermehrt bei der Bekämpfung von grenzüberschreitenden Luftverschmutzungen und setzte Emissionsstandards durch. Die institutionellen Strukturen der Energiewirtschaft wurden hierdurch jedoch kaum verändert.

Auch in wirtschaftlicher Hinsicht war die Energieversorgung im Gegensatz zur überwiegenden Zahl der in den Welthandel eingebundenen Branchen von der Internationalisierung bzw. Globalisierung lange Zeit allenfalls indirekt betroffen, nämlich durch ihre Einbindung in globale Rohstoff- und Technologiemarkte oder durch die Effekte der Globalisierung auf die Nachfrage von Infrastrukturdienstleistungen. Bis vor wenigen Jahren existierten keine transnationalen Netzwerkunternahmen oder gar Global Player der Energiewirtschaft. Der Handel mit Energie über die nationalen Grenzen hinweg spielte in Deutschland und den größeren europäischen Ländern abgesehen von den Primärenergiemärkten keine nennenswerte Rolle. Allenfalls zum Ausgleich von Lastspitzen in der Stromversorgung bestanden Kooperationen der europäischen Verbundunternehmen.

Seit den Neunzigerjahren werden die nationalstaatliche Souveränität der Energiepolitik und das Definitionsmonopol nationaler Politik über die Gemeinwohlinteressen in der Energieversorgung zunehmend angegriffen. Mit der Ausdehnung des europäischen Binnenmarktprojekts auf die Energieversorgung, der Internationalisierung der Energiewirtschaft, aber auch durch neue Umweltprobleme sinkt die Steuerungseffizienz nationalstaatlicher Politik. Einerseits entstehen völlig neue Regulierungsbedarfe auf europäischer Ebene, um einen funktionsfähigen Energiebinnenmarkt überhaupt erst herzustellen und auf Dauer zu stabilisieren („market-making regulation“). Andererseits sind die Nationalstaaten bei der Regulierung sozialer und ökologischer Belange der Energieversorgung („market-correcting regulation“), wie der Minderung grenzüberschreitender und globaler Umweltprobleme sowie der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Daseinsvorsorge, zunehmend überfordert. Sowohl bei der marktschaffenden Wettbewerbsregulierung als auch bei der Durchsetzung gemeinwohlorientierter, „marktfremder“ Ziele gewinnt die europäische Ebene an Bedeutung.

2.1 Die Europäisierung der Energiewirtschaft und die Globalisierung energiebedingter Umweltprobleme

Im Gegensatz zu den meisten Wirtschaftsbranchen waren die Internationalisierung von Marktakteuren, die internationale Kapitalverflechtung und der internationale Handel in der Elektrizitätswirtschaft wenig vorangeschritten. Erst mit den Initiativen der Europäischen Kommission für einen Energiebinnenmarkt ab Ende der Achtzigerjahre, mit der Verabschiedung der Binnenmarkttrichtlinien für den Strommarkt (1997) und für den Gasmarkt (1998) und mit der Novellierung der europäischen Binnenmarktgesetzgebung für den Strom- und Gasmarkt im Jahr 2002 nehmen die ökonomische Verflechtung und Harmonisierung der nationalen Versorgungssysteme auf dem europäischen Markt spürbar zu.² Da die Expansionsmöglichkeiten in den meisten Heimatmärkten für die Versorgungsunternehmen weitgehend ausge-

² Vgl. die Richtlinie 96/92/EG und 98/30/EG sowie KOM (2002) 304.

schöpft sind, richten sich die großen Energiekonzerne zunehmend europäisch aus und versuchen, Größenvorteile im Wettbewerb zu realisieren und Wachstumsdefizite im Inland zu kompensieren. Diese Expansionsbestrebungen schlagen sich jedoch weniger in der Zunahme des grenzüberschreitenden Handels mit Strom und der internationalen Verflechtung von Stromhandelsmärkten nieder. Während die Einfuhr von Gas aufgrund der begrenzten einheimischen Ressourcenvorräte in den meisten Mitgliedsländern seit jeher notwendig war, hat der grenzüberschreitende Stromhandel in den meisten Mitgliedsländern allenfalls schwach zugenommen. So stagniert der grenzüberschreitende Stromaustausch in Deutschland seit Jahren auf niedrigem Niveau. Im Jahr 2004 wurden ungefähr 44 Mrd. kWh eingeführt bzw. 51,5 Mrd. kWh ausgeführt, das entspricht 8,9 % bzw. 10,4 % der deutschen Netto-Stromerzeugung (vgl. VDEW 2005: 9). Bereits im Jahr 1994 lagen die Importe bei 8,3 %, die der Exporte bei 7,8 % der Netto-Stromerzeugung (ebd.).

Die Internationalisierung der Energiewirtschaft findet stattdessen vor allem über die wachsenden Kapitalverflechtungen auf dem europäischen und internationalen Strommarkt statt (vgl. Green 2005). Die bis Ende der neunziger Jahre national geprägten Energiemärkte werden immer stärker von wenigen transnational agierenden Unternehmen dominiert. So zählen mittlerweile der französische Energiekonzern Electricité de France (EdF) durch seine Beteiligungen an der EnBW und weiteren Unternehmen sowie der schwedische Konzern Vattenfall Europe durch die Übernahme der Bewag, HEW, VEAG und LAUBAG zu den Marktführern auf dem deutschen Strommarkt. Hinzu kommen Akquisitionen ausländischer Konzerne im Bereich kommunaler Energieversorger. Daneben sind innerhalb weniger Jahre auch deutsche Stromversorger, insbesondere die Marktführer RWE und e.on, auf ausländische Märkte expandiert (vgl. Green 2005). Im Zuge einer massiven Fusions- und Übernahmewelle wurden inzwischen Milliardenbeträge investiert, allein im Jahr 2001 umfasste die Investitionssumme der sieben führenden europäischen Energieunternehmen in Unternehmensaufkäufe und Kapitalbeteiligungen über 40 Mrd. Euro (Monstadt 2004: 202). Die drei europäischen Marktführer EdF, e.on und RWE haben neben ihrem wirtschaftlichen Engagement in allen Bereichen der leitungsgebundenen Energieversorgung mittlerweile auch eine führende Rolle in anderen Infrastrukturmärkten, wie der Wasserversorgung, der Abwasser- und Abfallentsorgung und der Telekommunikation. Mit einem Marktanteil von über 40 % an der europäischen Stromerzeugung und diversen Kapitalbeteiligungen an Infrastrukturunternehmen außerhalb Europas positionieren sich diese drei Marktführer zunehmend für den Wettbewerb auf einem globalen Strom- und Infrastrukturmärkte. Es ist davon auszugehen, dass der Konzentrationsprozess auf den europäischen und globalen Energiemärkten noch längst nicht abgeschlossen ist. Ebenfalls ist zu erwarten, dass sich die Expansion der größten europäischen Stromkonzerne in das Gas- und Wassergeschäft fortsetzt.

Mit der Oligopolisierung der internationalen Infrastrukturmärkte, der Expansion von multinationalen Netzwerkunternehmen und internationalen strategischen Allianzen wachsen zugleich die Interdependenzen nationalstaatlicher Politik erheblich an. Die transnational ausgerichteten Energiekonzerne entziehen sich in räumlicher Hinsicht, aber auch angesichts einer wachsenden Marktmacht und Organisationsfähigkeit zunehmend der Einflussphäre von national ausgerichteter Politik (McGowan 1999). In dem Maße, wie ein europäischer Energiebinnenmarkt realisiert werden soll und wie transnationale Kapitalverflechtungen der Versorgungswirtschaft weiterhin zunehmen, sinkt die Steuerungsfähigkeit und -effizienz von

national ausgerichteten Politiken. Sowohl bei der Definition von Wettbewerbsregeln (z. B. zum Netzzugang, zur Entflechtung etc.) als auch bei der Fusionskontrolle und anderen kartellrechtlichen Aufgaben trifft nationale Politik zunehmend an Grenzen, und es besteht eine erhöhte Nachfrage nach effektiven europäischen oder gar globalen Regulierungsinstitutionen.

Neben der Internationalisierung von Märkten vermindert auch der grenzüberschreitende bzw. globale Charakter zahlreicher energiebedingter Umweltprobleme die Leistungsfähigkeit nationalstaatlich ausgerichteter Politik. So lassen sich die grenzüberschreitenden Luftverschmutzungen, insbesondere aber die globalen Klimafolgen der Energieversorgung nicht mehr allein national mindern. Zwar verbleiben auch im globalen Klimaschutz vielfältige Spielräume und Anforderungen für Maßnahmen auf der nationalen und subnationalen Ebene. Besonders marktfähige Lösungen im Klimaschutz, wie die Wärmedämmung von Gebäuden, die Abwärmenutzung in der Industrie, Tempolimits etc. bedürfen in der Regel keiner internationalen Abstimmung. Demgegenüber müssen zahlreiche Maßnahmen im Klimaschutz notwendigerweise international abgestimmt werden, um Trittbrettfahrer-Verhalten einzelner Staaten(-gruppen) bei der Übernutzung der Erdatmosphäre zu minimieren. Ohne völkerrechtlich verbindliche Vereinbarungen über Emissionsminderungsziele und -strategien sowie ohne Monitoringfasilitäten und Regulierungsinstitutionen, welche die Einhaltung etablierter Regeln überprüfen, durchsetzen und Zielverfehlungen sanktionieren, sind Erfolge im globalen Klimaschutz sehr unwahrscheinlich. Daneben gibt es zahlreiche Klimaschutzmaßnahmen, die zwar nicht zwingend international abgestimmt werden müssen, wo eine Koordination jedoch vorteilhaft ist. Hierzu zählt u. a. die Einführung von Energiesteuern, Umweltabgaben und Emissionszertifikaten, von denen zwar „first-mover-advantages“ für innovationsorientierte Wirtschaftsbranchen ausgehen können. Zugleich sind mit ihnen strukturpolitische Weichenstellungen in der Energiewirtschaft und in wichtigen Nachfragesektoren verbunden, die Wettbewerbsnachteile für energieintensive Industrien bewirken können. Nationale Politiken bewegen sich hierbei in den Grenzen dessen, was innerhalb des internationalen Standortwettbewerbs als vertretbar und durchsetzbar gilt.

Die effektive Bewältigung von Aufgaben im globalen Klimaschutz zwingt daher zu einer Verlagerung von Zuständigkeiten auf die Ebene supranationaler Institutionen und in zwischenstaatliche Verhandlungssysteme. Klimapolitische Problemlösungen können nur noch in verflochtenen Mehrebenensystemen erarbeitet werden, in denen Nationalstaaten zwar eine wichtige Scharnierrolle übernehmen. Allerdings müssen bestimmte regulative Entscheidungskompetenzen und Steuerungsaufgaben an inter- und supranationale Politik abgegeben werden, und die Nationalstaaten sind auf europäischer und internationaler Ebene zunehmend in Verhandlungssysteme eingebunden. In diesen werden institutionelle Vorkehrungen vereinbart, um Trittbrettfahrer-Verhalten einzelner Staaten zu minimieren. Zugleich sollen umweltpolitische Strategien international gebündelt und durch regulative Marktvorgaben harmonisiert werden (z. B. durch das Kyoto-Protokoll, das europäische Klimaschutzprogramm, den europäischen Emissionshandel etc.).

Sowohl die Globalisierung von ökologischen Folgeproblemen als auch die Internationalisierung der wirtschaftlichen Beziehungen in der Energieversorgung schaffen einen Regulierungsbedarf, der durch nationalstaatliche Kompetenzen nicht mehr gedeckt ist. Es entstehen neue Funktionsräume der Energieversorgung, die weit über die territorialen Grenzen der

Nationalstaaten hinausreichen. Die nationale Souveränität in der Energie- und Umweltpolitik ist hierdurch zumindest in Teilbereichen zur Disposition gestellt und die Nachfrage nach politischen Regulierungsinstitutionen auf der europäischen und globalen Ebene erhöht sich.

2.2 Die Verlagerung von Regulierungskompetenzen auf die europäische Ebene

Innerhalb der letzten zweieinhalb Jahrzehnte hat nicht nur das Ausmaß von regelungsbedürftigen Sachverhalten der Energie- und Umweltpolitik, bei denen die Nationalstaaten an Grenzen ihrer eigenen Handlungsfähigkeit stoßen, deutlich zugenommen. Vielmehr sind die Nationalstaaten auch faktisch zunehmend in internationale Zusammenhänge der Energiepolitik eingebunden. Die Nationalstaaten verhandeln vermehrt mit anderen Staaten bzw. suprastaatlichen Organisationen über energiepolitische Belange und geben bestimmte Steuerungskompetenzen an suprastaatliche Einrichtungen ab. Diese Inter- bzw. Denationalisierung energierelevanter Politik hängt unter anderem mit der Etablierung internationaler Regime zum Schutz des Klimas zusammen. Internationale Organisationen, die Nationalstaaten, wissenschaftliche Organisationen und diverse Nicht-Regierungsorganisationen engagieren sich in internationalen Verhandlungssystemen seitdem für globale Regulierungsmechanismen im Klimaschutz, z. B. völkerrechtliche Vereinbarungen über Emissionsminderungsziele, Monitoringfaszilitäten und die Festlegung von Sanktionsmechanismen (vgl. Breitmeyer; Zürn 2003, Beisheim 2004). Auch wenn die Etablierung internationaler Regime im Klimaschutz weitreichende Folgen für nationalstaatliche Energiepolitik hat, wird die räumliche Redimensionierung von Staatlichkeit derzeit vor allem durch Europäisierungsprozesse vorangetrieben. So wurden die Steuerungskompetenzen der europäischen Politik in der Energieversorgung innerhalb des letzten Jahrzehnts kontinuierlich erweitert. Das betrifft vor allem die europäische Binnenmarktpolitik in der Energieversorgung, aber auch die Institutionalisierung der europäischen Klimapolitik (vgl. im Folgenden Monstadt 2004: 217-223):

Die Europäische Kommission wurde zunehmend zum Schlüsselakteur der Marktöffnungspolitik nicht nur in der Energieversorgung, sondern in nahezu allen großtechnischen Systemen der Infrastrukturversorgung (vgl. Monstadt i. d. Band). Hierbei blieb die europäische Liberalisierungspolitik mit den Energiebinnenmarkttrichtlinien aus den Jahren 1997 und 1998 zunächst darauf beschränkt, Mindestanforderungen für eine Liberalisierung und Harmonisierung der Energiemärkte zu definieren. Bei deren nationaler Umsetzung wurden den Mitgliedstaaten weitreichende nationale Regelungsspielräume eingeräumt, und die Europäische Kommission konnte zunächst nur moderate und inkrementelle Marktreforment durchsetzen (vgl. Eising 2000, Schmidt 1998). Dagegen wurden die regulativen Standards der Energiemarktöffnung mit der Verabschiedung der europäischen Richtliniennovelle zur Vollendung des Binnenmarktes für Strom und Gas und der Netzzugangsverordnung im Jahr 2002 deutlich ausgebaut: So hat die Kommission in ihrer Initiative zur Weiterentwicklung des Erdgas- und Strombinnenmarktes (KOM (2002) 304) ihre Vorstellungen zur vollständigen Öffnung der Energiemärkte konkretisiert und regulative Anforderungen hinsichtlich des Marktöffnungsgrades, der Entflechtung der Unternehmensbereiche, der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen und der Überwachung des diskriminierungsfreien Netzzugangs gegenüber den Mitgliedstaaten durchsetzen können. Dies hatte beispielsweise in Deutschland zur Folge, dass das bisherige Netznutzungsregime, das sich auf eine Kombination aus verbandlicher Selbstregulierung mit einer lediglich subsidiären Wettbewerbsaufsicht stütz-

te, grundlegend reformiert werden musste.³ Daneben führt besonders die europäische Netzzugangsverordnung zu deutlichen Souveränitätsverlusten nationaler Wettbewerbsregulierung (vgl. KOM (2002) 304). Nicht nur im Bereich des grenzüberschreitenden Stromhandels, sondern auch bei der Regulierung des Netzzugangs und der Netznutzungsentgelte innerhalb der Mitgliedsländer wurden weitreichende Entscheidungskompetenzen auf die Kommission und ein Regulierungskomitee von Vertretern der Mitgliedstaaten verlagert. Auch im Kartellrecht, insbesondere bei der Fusionskontrolle, ist zu beobachten, dass der Stellenwert europäischer Politik wächst, und die europäischen Kartellbehörden bei immer mehr kartellrechtlichen Entscheidungen zu beteiligen sind. Schließlich hat die Europäische Gemeinschaft ihre Bemühungen in den letzten Jahren auch beim Ausbau der transeuropäischen Elektrizitäts- und Gasnetze, die eine wesentliche Voraussetzung für einen europäischen Energiebinnenmarkt darstellen, intensiviert.

Daneben zeichnet sich seit den Neunzigerjahren auch eine Gemeinschaftspolitik im Klimaschutz ab. Allerdings geschah dies zunächst ausschließlich in Form einer „Klimaaußenpolitik“: So nahm die Europäische Union seit der Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro 1992 eine Vorreiterrolle in den internationalen Klimaverhandlungen ein. Im Rahmen der Vertragsstaatenkonferenzen zur Klimarahmenkonvention war es wesentlich der Koalition der Mitgliedsländer der EU mit der Europäischen Kommission zu verdanken, dass es zur Verabschiedung des Kyoto-Protokolls 1997 kam.⁴ Demgegenüber blieb die klimapolitische Regulierung innerhalb der EU zunächst weitgehend den Mitgliedsländern überlassen. Allenfalls leicht durchsetzbare Instrumente, insbesondere förderpolitische Instrumente oder Auflagen, kamen zum Tragen (vgl. Böckem 1998).

Als Ende der Neunzigerjahre immer deutlicher wurde, dass es ohne zusätzliche klimapolitische Maßnahmen im Verpflichtungszeitraum des Kyoto-Protokolls eher zu einem Anstieg oder allenfalls zu einer Stabilisierung der Klimagasemissionen kommt (KOM (2001) 580: 4),⁵ kündigte die Europäische Kommission im Jahr 2000 einen Gemeinschaftsrahmen im Klimaschutz an. In einem europäischen Programm für Klimaänderungen wurde von der Kommis-

³ So wurde die deutsche Verbändevereinbarung, durch welche die Bedingungen zum Netzzugang von verschiedenen Energie- und Wirtschaftsverbänden festgelegt wurden, trotz entgegengesetzter Interessen der deutschen Bundesregierung auf Druck der Kommission zugunsten einer unabhängigen Regulierungsbehörde abgeschafft.

⁴ Das auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz 1997 verabschiedete Kyoto-Protokoll verpflichtet die Industrieländer als die Hauptverantwortlichen des Treibhauseffekts erstmals vertraglich zur Reduktion ihrer Emissionen. Die Europäische Union, deren Mitgliedsländer ca. ein Viertel der Treibhausgase der Industriestaaten ausstoßen, hat sich im Zuge dessen völkerrechtlich verbindlich verpflichtet, die gewichteten Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase bis zum Zeitraum 2008 bis 2012 – im Allgemeinen gegenüber 1990 – um insgesamt 8 % zu reduzieren. Die Ratifizierung des Klimaprotokolls durch die EU erfolgte im Jahr 2002 durch Beschluss der Umweltminister der Staaten der Europäischen Union sowie der nationalen Parlamente ihrer Mitgliedstaaten.

⁵ Zwar sind die gesamten Treibhausgasemissionen in der EU 15 zwischen 1990 und 2001 um 2,3 % (CO₂-Äquivalente) gesunken. Die Minderung wurde aber zu mehr als 80 % bereits von 1990 bis 1995 realisiert und ist in hohem Maße auf den ökonomischen Strukturwandel in den neuen Ländern in Deutschland und den Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas in Großbritannien in diesem Zeitraum zurückzuführen. Ohne Deutschland und Großbritannien stiegen die Treibhausgasemissionen in der EU von 1990 bis 2000 sogar um nahezu 8 % an (Ziesing 2002).

sion eine Strategie zum europäischen Klimaschutz erarbeitet. In diesem Paket von Maßnahmen wurden zum einen europäische Richtlinien für Mindesteffizienzanforderungen an Endverbrauchsgeräte, für die Förderung des Energienachfragemanagements und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie eine Kampagne zur Sensibilisierung der Öffentlichkeit vorgeschlagen (KOM (2001) 580). Zum anderen wurde in einem Grünbuch für die Einführung eines EU-internen Systems für den Emissionshandel in den Bereichen Energie und industrielle Großanlagen plädiert. Noch im Jahr 2001 wurde eine EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verabschiedet, die den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union von etwa 14 % im Jahr 1997 auf über 22 % bis zum Jahr 2010 erhöhen soll. Darüber hinaus haben sich die EU-Umweltminister im Dezember 2002 auf den Richtlinienvorschlag der Kommission geeinigt, ab dem Jahr 2005 in den Handel mit Schadstoffzertifikaten für die Emission von CO₂ einzusteigen. Schließlich wurden von der Kommission Initiativen zur Harmonisierung der Energiebesteuerung, zur Steigerung der Endenergieeffizienz und zur Förderung von Energiedienstleistungen ergriffen (vgl. ausführlich Monstadt 2004: 116-123).

Zusammenfassend ist zu beobachten, dass die europäische Energiepolitik seit den Neunzigerjahren ihre Steuerungskompetenzen in der Wettbewerbsregulierung und im Klimaschutz kontinuierlich erweitert hat. Diese Europäisierung der Energiepolitik verändert die Kompetenzen und formalen Entscheidungsverfahren der Nationalstaaten. Kein Mitgliedstaat ist heute mehr in der Lage, eine autonome, von der europäischen Ebene unabhängige Energiepolitik zu verfolgen. Allerdings lassen sich hierbei deutliche Unterschiede zwischen der Wettbewerbspolitik und der Umweltpolitik feststellen: Während der Harmonisierung im Bereich der Wettbewerbs- und Marktöffnungspolitik hohe Priorität eingeräumt wird, ist die Regulierung gemeinwirtschaftlicher Belange der Energieversorgung bislang überwiegend an die Mitgliedstaaten verwiesen. Trotz zahlreicher klimapolitischer Initiativen der Europäischen Kommission und des Parlaments dominieren im Bereich der europäischen Klimapolitik auch weiterhin förderpolitische Instrumente oder Instrumente mit einem geringen rechtlichen Verpflichtungscharakter für die Mitgliedstaaten, z. B. Zielwerte, Berichtspflichten und prozedurale Vorgaben. Direkte Eingriffe in die Marktstruktur der Mitgliedstaaten sind im Bereich der Klimapolitik, aber auch in der Verbraucherpolitik oder bei Politiken zur Vermeidung regionaler Disparitäten bislang die Ausnahme.

2.3 Der Aufstieg eines Regulierungsstaates in Europa?

Wie in den vorangegangenen Abschnitten aufgezeigt wurde, führen sowohl die multinationale Ausrichtung vieler Versorgungsunternehmen und die Einführung des europäischen Energiebinnenmarktes als auch die Globalisierung energiebedingter Umweltprobleme dazu, dass die Steuerungsfähigkeit und Steuerungseffizienz nationaler Energiepolitik sinken. Die Notwendigkeit, den traditionell nationalstaatlichen Handlungsrahmen der Energiepolitik zu erweitern und suprastaatliche Regulierungsinstitutionen aufzubauen, gilt daher mittlerweile als weitgehend unumstritten. Dementsprechend hat sich seit den Neunzigerjahren der Trend verfestigt, dass wichtige Entscheidungen der Energiepolitik über regulative Markt Vorgaben der Energieversorgung auf europäischer Ebene getroffen werden. Bereits Mitte der Neunzigerjahre wurde daher diagnostiziert, dass die energiepolitische Souveränität der Nationalstaaten hierdurch zumindest in Teilbereichen untergraben wird und dass es im Infrastruktur-

bereich zum „Aufstieg eines Regulierungsstaates in Europa“ komme (Majone 1994, 1997, McGowan; Wallace 1996).⁶ Allerdings werden die These vom Aufstieg eines europäischen Regulierungsstaats und die Diagnose vom Bedeutungsverlust der Nationalstaaten in der Infrastrukturversorgung inzwischen differenzierter betrachtet. Neuere Untersuchungen zur Arbeitsteilung zwischen nationaler und europäischer Regulierung belegen, dass sich die Durchsetzung einheitlicher europäischer Regelungen generell als höchst voraussetzungs-voll erweist (vgl. Eberlein 2000: 101 f.). Aufgrund der divergierenden nationalen Interessen und der institutionellen Hürden einer Konsensfindung auf europäischer Ebene werden europäische Regelungen häufig blockiert oder deren Durchsetzung verlangsamt. Allerdings muss hierbei stark nach Politikfeldern differenziert werden (vgl. ebd.):

So sind die Voraussetzungen europäischer Regulierung bei der Marktöffnungspolitik andere als im Rahmen umweltpolitischer Regulierung. Insbesondere Scharpf (1996, 1997) hat darauf hingewiesen, dass die Durchsetzung von europäischen Politiken zur Öffnung nationaler Märkte relativ geringen Restriktionen unterworfen ist. Die Gründe hierfür sieht er in der supranationalen Eigendynamik des Binnenmarktprojektes und den vereinfachten Entscheidungsverfahren für binnenmarktgesetzliche Gesetzesvorhaben. Außerdem seien die fiskalischen Restriktionen und die Widerstände der Mitgliedstaaten bei effizienzverbessernden, marktschaffenden Politiken vergleichsweise gering (ebd.). Liberalisierungspolitiken können daher relativ erfolgreich von der zuständigen Wettbewerbsdirektion vorangetrieben werden. Im Gegensatz zur Binnenmarktgesetzgebung, deren Entscheidungsverfahren im Ministerrat lediglich dem Prinzip qualifizierter Mehrheitsentscheidungen unterliegen, erfordern umweltpolitische Vorschriften, die überwiegend steuerlicher Art sind oder welche die allgemeine Struktur der Energieversorgung eines Mitgliedstaates erheblich berühren, eine einstimmige Beschlusslage aller Mitgliedstaaten. Das trifft auf die meisten wirksamen Regelungen im Klimaschutz zu, z. B. eine einheitliche europäische Ressourcenbesteuerung oder verbindliche europäische Marktvorgaben zur Förderung erneuerbarer Energien, der KWK und effizienzorientierter Energiedienstleistungen. Im Unterschied zu vielen produkt- oder mobilitätsbezogenen Regelungen im Umweltschutz, die vereinfachten Entscheidungsregeln unterliegen, ist der Konsensbedarf für marktkorrigierende Maßnahmen der Klimapolitik sehr hoch. Hier divergieren die Interessen der Mitgliedstaaten häufig stark, sodass einer einheitlichen Regulierung im Klimaschutz auf europäischer Ebene enge Grenzen gesetzt sind. Gerade bei strukturpolitisch relevanten Regelungen, die wie die meisten wirksamen Maßnahmen im Klimaschutz mit direkten Auswirkungen auf den Standortwettbewerb und die Produktionsbedingungen verbunden sind, stehen aufgrund des starken ökonomischen Gefälles zwischen den Mitgliedstaaten „die divergierenden Interessen typischerweise so sehr im Vordergrund, dass gemeinsame Standards entweder blockiert werden, oder nur

⁶ Nach Majone wandelt sich der Staat vom Unternehmer zu einem neutralen Schiedsrichter des Wettbewerbs, der die Einhaltung von Marktregeln überwacht; dabei komme der europäischen Ebene der Regulierung eine immer größere Bedeutung zu. Das eigentlich als Deregulierungsprojekt initiierte Binnenmarktprojekt habe paradoxerweise zu einer deutlichen Re-Regulierung auf europäischer Ebene geführt. Vor dem Hintergrund amerikanischer Erfahrungen mit staatlicher Regulierung argumentiert er, dass die weitere Liberalisierung die Expansion von europäischer Marktregulierungstätigkeit zur Folge habe, die überwiegend durch unabhängige, nicht-majoritäre Regulierungsagenturen wahrgenommen werde (Majone 1994, 1997).

durch teure Ausgleichszahlungen oder Koppelgeschäfte konsensfähig gemacht werden können“ (Scharpf 1996: 117).

Diese Einschätzung deckt sich mit dem empirisch zu beobachtenden Trend: So ist im Bereich der energiebezogenen Liberalisierungspolitik eine deutliche Zunahme der Regulierungstätigkeit auf europäischer Ebene festzustellen. Nicht nur im Bereich des grenzüberschreitenden Stromhandels, sondern auch bei der Regulierung des Netzzugangs und der Netznutzungsentgelte innerhalb der Mitgliedsländer wurden weitreichende Entscheidungskompetenzen der Wettbewerbspolitik auf die Kommission und ein Regulierungskomitee von Vertretern der Mitgliedstaaten verlagert. Zunehmend ist in der wettbewerbspolitischen Regulierung eine Arbeitsteilung zwischen nationaler und europäischer Regulierung zu beobachten. So werden die Entscheidungen über regulative Standards des Wettbewerbs („rule-making“) immer weniger im nationalen Kontext getroffen, sondern werden vermehrt auf die europäische Ebene verlagert. Den Nationalstaaten verbleibt damit zunehmend die Aufgabe des „Monitoring und Enforcement“, d. h. sie kontrollieren die Regeleinhaltung und sanktionieren Regelverstöße (vgl. Czada; Lütz 2003: 30). Die Souveränität der Nationalstaaten in der Energiepolitik wird insofern spürbar geschwächt. Allerdings nehmen die Nationalstaaten innerhalb der politischen Mehrebenenstrukturen eine wichtige Rolle als „Knotenpunkte“ ein, „an denen Abstimmungs- und Verhandlungsprozesse mit anderen Staaten und Marktteilnehmern zusammenlaufen“ (Czada; Lütz 2003: 30).

Zwar ist auch die Klimapolitik durch diverse Aktivitäten von internationalen Organisationen, den Nationalstaaten, der Wissenschaft und von privatwirtschaftlichen Akteuren auf europäischer und globaler Ebene gekennzeichnet. Allerdings sind die faktische Regulierungsdichte und die Regulierungstiefe bislang vergleichsweise gering. Das betrifft nicht nur die globale Klimapolitik, deren Regelungoutput begrenzt ist, obwohl seit nunmehr nahezu zwei Jahrzehnten und auf mittlerweile zehn Vertragsstaatenkonferenzen der Klimarahmenkonvention über globale Regulierungsmechanismen im Klimaschutz, wie völkerrechtliche Vereinbarungen über Emissionsminderungsziele, Monitoringfaszilitäten und über die Festlegung von Sanktionsmechanismen verhandelt wird.⁷ Auch auf europäischer Ebene bleibt die Klimapolitik bislang überwiegend auf Maßnahmen mit relativ geringem Verbindlichkeitsgrad begrenzt. Eine effektive umweltpolitische Marktregulierung bleibt bislang die Ausnahme, und ein regulativer Rahmen muss überwiegend subsidiär in den Mitgliedstaaten definiert werden. Gleiches gilt für andere Gemeinschaftspolitiken zur Gewährleistung von Diensten von allgemeinem (wirtschaftlichem) Interesse („services public“ oder „services of general interest“). Hier werden allenfalls allgemeine Leitbilder und relativ unverbindliche Ziele auf europäischer Ebene formuliert (vgl. KOM (2003) 270, KOM (2004) 374), die Konkretisierung und Durchsetzung dieser Gemeinwohlbelange bleibt jedoch den Mitgliedstaaten überlassen.

⁷ So stand die Ratifizierung der „United Nations Framework Convention on Climate Change“ (1992) und deren Konkretisierung im Kyoto-Protokoll zwölf Jahre später noch immer zur Disposition und konnte erst im Herbst 2004 durch den Beitritt Russlands besiegelt werden. Ob die Ratifizierung auch zu einer effektiven Umsetzung der Vereinbarungen und darüber hinaus zu einer Umweltentlastung führen wird, hängt von den anstehenden Verhandlungen über wirksame Kontrollmechanismen und -verfahren ab, kann aber längst noch nicht als sicher gelten.

Angesichts der institutionellen Bedingungen europäischer Entscheidungsfindung kann die Regulierung sozialer und ökologischer Belange der Energieversorgung mit den wachsenden wirtschafts- und umweltpolitischen Interdependenzen kaum Schritt halten. Auf absehbare Zeit ist daher keine durchgängige Europäisierung staatlicher Regulierung in diesen Bereichen zu erwarten. Wahrscheinlicher ist, dass durch europäische Politik auch weiterhin vor allem Nischenmärkte gefördert, moderate und inkrementale Marktkorrekturen durchgesetzt sowie Gemeinschaftsziele, Berichtspflichten und prozedurale Anforderungen definiert werden.⁸ Angesichts der Schwierigkeiten europäischer Konsensfindung im Klimaschutz und bei der Regelung anderer sozialer und ökologischer Belange werden aller Voraussicht nach auch künftig bedeutende Spielräume für national variable Muster der Marktregulierung bleiben (vgl. Eberlein 2000: 103). Ein wesentlicher Teil der Steuerungsverantwortung für umwelt- und sozialpolitische Marktkorrekturen wird auch weiterhin auf nationalstaatlicher Ebene angesiedelt sein.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass die Realisierung des europäischen Energiebinnenmarktes und neue ökologische Probleme der Energieversorgung die nationale Souveränität in der Energieversorgung zumindest in Teilbereichen zur Disposition stellt. Die Steuerungsfähigkeit und Steuerungseffizienz nationaler Energiepolitik wird damit vermindert. Zwar bleiben die Nationalstaaten weiterhin maßgebliche Entscheidungsträger der Energiepolitik. Sie verfügen mit ihrem Steuermonopol nach wie vor über einen privilegierten Zugang zu finanziellen Ressourcen, ihr einzigartiger institutioneller Apparat ermöglicht die effektive Implementation kollektiv verbindlicher Entscheidungen, und ihre Institutionen haben eine weit größere legitimatorische Bindungskraft als internationale Organisationen und Regime (Grande 2001: 15). Allerdings verlieren die Nationalstaaten ihre bisherige Autarkie in der Energiepolitik. Sie sind vermehrt in überstaatliche Zusammenhänge eingebunden und geben bestimmte Kompetenzen an suprastaatliche Einrichtungen ab. Mit der Integration der europäischen Märkte und der Globalisierung von Umweltproblemen erhöht sich die Nachfrage nach europäischen und globalen Regulierungsinstitutionen. In vielen Fällen erlauben es nur diese, Externalitäten nationaler Politiken zu korrigieren und Transaktionskosten einzelstaatlichen Handelns zu senken. Allerdings erhöht die Verlagerung von Entscheidungen auf die europäische und insbesondere auf die globale Ebene auch das Risiko, dass Entscheidungsverfahren durch Partikularinteressen einzelner Mitgliedsländer blockiert und effektive Problemlösungen über lange Zeiträume verzögert werden. Betroffen von solchen Entscheidungsblockaden ist unter den gegenwärtigen vor allem die Regulierung sozialer und ökologischer Belange der Energieversorgung, insbesondere der Klimaschutz. Während die europäische Wettbewerbspolitik die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes und

⁸ Die Einführung eines europäischen Emissionshandelssystems kann jedoch als ein Signal gewertet werden, dass der Druck zur Ausweitung europäischer Regulierung im Klimaschutz angesichts der erheblichen Zielverfehlungen in den meisten Mitgliedsländern künftig zunehmen wird. Auch Héritier verweist darauf, dass die Durchsetzungschancen von europäischer Regulierung im Bereich der „services publics“ künftig eher steigen werden, auch wenn Marktöffnungspolitiken nach wie vor favorisiert werden. Die Ursachen für diesen Bedeutungsgewinn sieht sie in der Dynamik sektorübergreifender Politikformulierung und den wachsenden Verhandlungszwängen, den wachsenden Mitbestimmungsmöglichkeiten des (eher liberalisierungskritischen) Europäischen Parlaments und dem wachsenden Widerstand von Mitgliedstaaten gegenüber Marktöffnungspolitiken (Héritier 2001: 28).

die Europäisierung der Energiewirtschaft vergleichsweise effektiv vorantreiben konnte, ist der Regelungoutput der europäischen (und globalen) Klimapolitik bislang begrenzt. Der Aufbau effektiver politischer Regulierungsinstitutionen im Klimaschutz und der Daseinsvorsorge hinkt damit den wachsenden ökonomisch-ökologischen Interdependenzen der Nationalstaaten deutlich hinterher. Es kommt daher zu einem Regulierungsvakuum. Dieses kann angesichts der begrenzten Steuerungseffizienz der Nationalstaaten auf einem liberalisierten Energiebinnenmarkt und bei der Bewältigung globaler Umweltprobleme auf nationalstaatlicher Ebene auch nur begrenzt aufgefüllt werden.

3 Regionalisierung der Energieversorgung? Die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik der Länder und Kommunen

Auch wenn zahlreiche Fragen zur Denationalisierung staatlicher Regulierung bzw. zur arbeitsteiligen Organisation von nationaler und supranationaler Politik keineswegs als beantwortet gelten können, bleiben in der aktuellen Diskussion vor allem die räumlichen Strukturen subnationaler Politik unterbelichtet. Zwar wird in allen Studien zum Wandel staatlicher Steuerung auf den Mehrebenencharakter der Energie- und Klimapolitik hingewiesen. Trotz Betonung der Mehrebenenproblematik wird der Wandel auf subnationaler Ebene der Energie- und Klimapolitik aus den Untersuchungen jedoch regelmäßig ausgeklammert (vgl. Coen; Héritier 2006, Eberlein 2000, Eising 2000, Grande; Eberlein 2000, Schneider 1999). Mit Ausnahme von ersten empirischen Untersuchungen, welche den Wandel städtischen Infrastrukturmanagements untersuchen (vgl. Moss 1998 und 2001, Guy et al. 2001, Graham; Marvin 2001, Monstadt 2004, Monstadt; Schlippenbach 2005) bzw. Analysen, welche mögliche Veränderungen für die kommunale Politik beschreiben (vgl. Libbe et al. 2002, Trapp et al. 2002), liegen fundierte Analysen bislang kaum vor.⁹

Verwunderlich erscheint dieses Forschungsdefizit besonders in föderalistischen Systemen wie dem deutschen, wo die ökonomische Regulierung und die Gewährleistung öffentlicher Interessen der Energieversorgung traditionell vor allem auf Steuerungsleistungen der Länder und Kommunen basierten. So sind nicht nur die öffentliche Wirtschaftsförderung sowie die Innovations- und Technologiepolitik dezentral organisiert und in hohem Maße auf die regionale Ebene ausgerichtet. Es lag traditionell auch überwiegend im Zuständigkeitsbereich der Länder und Kommunen, öffentliche Interessen der Energieversorgung durchzusetzen, z. B. über die Investitions-, Preis- und Kartellaufsicht der Länder, über öffentliche Beteiligungen der Länder und Kommunen an Versorgungsunternehmen, über die kommunale Vergabe von Konzessionen oder über planungs- und förderpolitische Instrumente (vgl. Monstadt 2004: 77-81). Auch die deutsche Klimapolitik basierte in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre wesentlich auf dem Engagement und den Handlungskapazitäten von Ländern und Kommunen, während auf nationaler Ebene bis zum rot-grünen Regierungswechsel kaum wirkungs-

⁹ Zwar wurde eine Bestandsaufnahme der klimapolitischen Programmatiken der Länder und der instrumentellen Schwerpunktsetzungen durchgeführt, ohne allerdings die institutionellen Bedingungen zu berücksichtigen und wenigstens den Versuch einer Bewertung von Erfolgsfaktoren zu wagen. Die Privatisierung und Liberalisierung der Energieversorgung werden in der Studie fast vollständig ignoriert (vgl. Blechschmidt et al. 2001).

volle Initiativen ergriffen wurden. Selbst wenn die Bedingungen staatlichen Handelns in der Energieversorgung auf Ebene der Länder und Kommunen mittlerweile einem radikalen Wandel unterzogen wurden, ist kaum davon auszugehen, dass die subnationale Energie- und Klimapolitik überflüssig wird. Allerdings trifft die Diagnose vom Aufstieg zum Regulierungsstaat in der Energieversorgung (vgl. Abschnitt 2.3) auf die subnationale Ebene nicht zu. Während die Bemühungen der nationalen bzw. europäischen Politik intensiviert werden können, die Energiemärkte über Preise, Rechtsetzung und Wettbewerbsaufsicht zu regulieren, sind die Möglichkeiten einer rechtlichen bzw. fiskalischen Regulierung durch subnationale Politik begrenzt. Ebenfalls verfehlt wäre es, anzunehmen, dass der Regulierungsprozess strikt arbeitsteilig zu organisieren wäre, wobei die europäische und nationale Politik für die Rechtsetzung und -konkretisierung, die Länder und Kommunen für die Rechtsdurchsetzung durch Aufsichtsverfahren und Sanktionierung von Regelverstößen zuständig wären. Es stellt sich daher die Frage, welchen Beitrag die Länder und Kommunen zur Gewährleistung öffentlicher Interessen der Energieversorgung leisten können, und inwieweit Prozesse der räumlichen Redimensionierung staatlicher Steuerung auch auf subnationaler Ebene zu beobachten sind.

3.1 Die Bedeutung subnationaler Politik

Wenn angesichts der Europäisierung der Energiewirtschaft und der Globalisierung von Umweltproblemen selbst der Nationalstaat als eine räumlich zu eng bemessene Organisation politischer Herrschaft gilt, erscheint die Auseinandersetzung mit der subnationalen Ebene zunächst anachronistisch. Dieser Eindruck bestätigt sich, wenn die „market-making-regulation“ betrachtet wird, zu der regionale und lokale Politik allenfalls marginal beitragen können. Zwar werden Verstöße der Energiewirtschaft gegen das Kartellverbot oder missbräuchliche Verhaltensweisen auch weiterhin von den Kartellbehörden der Länder verfolgt, allerdings nur sofern die Wirkung dieser Regelverstöße auf ein Bundesland begrenzt bleibt. Auf funktionierenden Wettbewerbsmärkten mit bundes- bzw. europaweit agierenden Unternehmen und einer Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist hiervon jedoch immer seltener auszugehen. Spätestens mit der geplanten nationalen Regulierungsbehörde für den Energiemarkt ist zu erwarten, dass die Regulierungskompetenzen der Landeskartellbehörden im Strom- und Gassektor weiter beschnitten werden und die föderale Struktur der deutschen Kartellregulierung zugunsten zentralstaatlicher Regulierungssysteme modifiziert wird.

Demgegenüber bleiben die Länder und Kommunen auch weiterhin im Rahmen der „market-correcting-regulation“ in der Verantwortung, d. h. der marktkorrigierenden Regulierung zur Durchsetzung von ökologischen Zielen bzw. Zielen der Daseinsvorsorge, wie der Versorgungssicherheit, der flächendeckenden Erbringung von Energiedienstleistungen bzw. dem gleichberechtigten Zugang aller Bürger zu Energiedienstleistungen. Besonders im Rahmen der ökologischen Modernisierung der Energieversorgung kommt den Ländern und Kommunen eine zentrale Bedeutung zu. Diese erschließt sich nicht allein aus den formalen Verpflichtungen des Subsidiaritätsprinzips oder der Dezentralität der historisch gewachsenen Versorgungsstrukturen in Deutschland. Für die stärkere Beachtung der subnationalen Politik ebene spricht vor allem die Einsicht, dass die Innovationsbedingungen der Energiewirtschaft nicht ausschließlich von der zentralen Ebene des Nationalstaates oder der EU aus geplant und implementiert werden können. So kann dezentrale Politik eine Entlastungsfunktion ge-

genüber nationalstaatlicher und europäischer Politikgestaltung und Akzeptanzgewinnung bieten. Ihre Aufgabe ist es weniger, Märkte über Preise zu beeinflussen oder per Rechtsetzung zu steuern. Vielmehr besteht ihre Aufgabe darin, Lücken nationaler und europäischer Steuerung zu kompensieren, Ausweichstrategien der Steuerungsadressaten entgegenzuwirken und die örtlichen Besonderheiten, Engpässe und Entwicklungspotenziale angemessen zu berücksichtigen und umweltpolitische Problemlösungen mit einem wirtschaftlichen Nutzen zu verbinden (vgl. mit Bezug zu anderen Politikfeldern: Batt 1994: 209 f., Fichter; Kujath 2000: 215 f., Fürst 1993: 302).

Gerade weil es bei der klimaverträglichen Umgestaltung von Energieversorgungssystemen nicht um den Aufbau eines zentralistischen Techniksystems geht, sondern um dessen Ergänzung durch dezentrale Energieanlagen und Inselsysteme einerseits und um dessen Optimierung durch rationelle und sparsame Energienutzung andererseits, laufen die wirtschaftlichen Umstrukturierungs- und Innovationsprozesse in räumlich differenzierter Weise ab. Räumlich verortete Ausgangsvoraussetzungen – z. B. die Qualifikation des regionalen Arbeitskräftepotenzials, die Ausstattung mit einer Kommunikations-, Technik- und Netzinfrastruktur, die regionale energiewirtschaftliche und energietechnische Spezialisierung, die Quantität und Qualität der regionalen Nachfrage energierelevanter Produkte und die Unterstützung (bzw. Sanktionierung) unternehmerischer Aktivitäten durch institutionelle Arrangements in der Politik (vgl. Heeg 2001: 47) – bestimmen maßgeblich die Innovationsfähigkeit und -richtung der Energiewirtschaft vor Ort. Hierbei betont die regionalwissenschaftliche Forschung, dass dezentrale Politik eher als Politik auf anderen Ebenen dazu beitragen kann, endogene Innovations- und Entwicklungspotenziale zu aktivieren und zur Entfaltung zu bringen (vgl. stellvertretend Benz et al. 1999, Heeg 2001, Cooke et al. 2004). Dies bedeutet, dass vor Ort eher Anschlüsse an traditionelle, vorstrukturierte energiewirtschaftliche Domänen, Technikinfrastrukturen und territoriale Kompetenzen und Spezialisierungen gefunden werden können. Das Wissen über örtliche Besonderheiten, energierelevante Wirtschaftsinteressen und die spezifischen örtlichen Möglichkeiten und Fähigkeiten kann von dezentraler Politik dazu eingesetzt werden, ökologische Modernisierungsprozesse voranzubringen und spezifische wirtschaftliche Entwicklungspotenziale zu mobilisieren. Die größere Ortsnähe ermöglicht nicht nur, ein präziseres Bild von regionalen Stärken und Schwächen energiewirtschaftlicher Infrastrukturen zu entwerfen. Sie gestattet es auch, Engpässe und Probleme frühzeitig zu erkennen und entsprechend flexibel zu reagieren.

Da im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft nicht nur die Konkurrenz zwischen Unternehmen, sondern auch zwischen Energiestandorten zunimmt, wird es zu einer zentralen Aufgabe dezentraler Politik, die Wettbewerbsfähigkeit einer Region zu verbessern, indem die raumspezifischen (endogenen) Kompetenzen und Kenntnisse gestärkt werden. Dies kann beispielsweise geschehen, indem Zusammenschlüsse lokaler Akteure, gemeinsame Anstrengungen in Forschung und Entwicklung oder gemeinsame Marktexplorationen durch dezentrale Politik gefördert werden. Insgesamt geht es darum, den Marktübergang umweltverträglicher Energietechnologien und effizienzorientierter Energiedienstleistungen durch dezentrale Organisationshilfen und Infrastrukturangebote zu unterstützen sowie die Errichtung dezentraler Energieanlagen und die effiziente Nutzung von Energie räumlich zu koordinieren.

3.2 Der Wandel energiepolitischer Steuerungsoptionen der Länder und Kommunen

Die Einführung von Wettbewerb und die Veräußerung von öffentlichen Unternehmen (-sbeteiligungen) in der Energieversorgung führen dazu, dass die Leistungstiefe im öffentlichen Sektor abnimmt. Die energiewirtschaftlichen Infrastrukturleistungen werden vermehrt privatwirtschaftlich erbracht. Besonders auf Ebene der Länder und Kommunen, die in Deutschland lange Zeit die Hauptverantwortung für die Gewährleistung öffentlicher Interessen der Energieversorgung getragen haben, kommt es zu markanten Veränderungen. Der Rückzug aus öffentlicher Wirtschaftstätigkeit, die Auflösung der Gebietsmonopole und der Abbau zahlreicher Aufsichtsbefugnisse schwächen die traditionellen Instrumente der Länder und Kommunen, die zur Steuerung in der Energieversorgung gemäß der öffentlichen Interessenslage zur Verfügung standen. Folgende Gründe sprechen für Erosion herkömmlicher Steuerungsoptionen der Länder und Kommunen (vgl. Monstadt 2004: 223-228):

Abbau von Kontroll- und Aufsichtsverfahren der Länder

Die Kontroll- und Aufsichtsverfahren der Länder, die zur Durchsetzung energie- und umweltpolitischer Ziele anvisiert wurden (Schneider 1999, Monstadt 1997), sind durch die Abschaffung der Investitionsaufsicht und der kartellrechtlichen Sonderregelungen abgebaut worden. Die staatliche Kontrolle der Investitionen ist nach neuer Rechtslage nicht mehr vorgesehen. Auch eine staatliche Aufsicht über die Tarifikundenpreise ist im Wettbewerb zahlreicher Anbieter nur eingeschränkt möglich und sinnvoll. Zwar relativiert sich der Abbau von Einflussmöglichkeiten, wird in Betracht gezogen, dass die staatliche Aufsichtstätigkeit der Länder ohnehin nur eingeschränkt wirksam war (ebd.). Dennoch verfügten die in den Wirtschaftsministerien angesiedelten Aufsichtsbehörden zumindest über Verhandlungsressourcen, die durch die Reformen geschwächt wurden.

Abbau kommunaler Regelungsspielräume über die Vergabe von Konzessionen

Die energiepolitische Einflussnahme der Kommunen über die Vergabe von Konzessionsverträgen wird künftig erschwert. Noch in den Neunzigerjahren wurde der Abschluss von Konzessionsverträgen zwischen den Kommunen und den Gebietsversorgern teilweise mit umweltpolitischen Auflagen verknüpft (z. B. Anforderungen an das Nachfragemanagement bzw. an die Art der Stromerzeugung). Nach neuer Rechtslage wird das kommunale Versorgungsgebiet für Wettbewerb geöffnet, und der Betrieb von Netzen, für den kommunale Wegegebühren entrichtet werden, soll von den Unternehmensbereichen der Stromerzeugung und des -vertriebs entflochten werden. Dies hat zur Folge, dass die Energieverbraucher nunmehr Strombezugsverträge mit überregional agierenden Unternehmen abschließen können, deren umweltpolitisches Engagement von den Netzbetreibern, mit denen Konzessionsverträge abgeschlossen werden, nicht zu beeinflussen ist. Außerdem bewirkt die Entwicklung des Netzbetriebs zu einem autonomen Unternehmensbereich, dass über die Netzbetreiber keine Auflagen für die Stromerzeugung und für den Stromvertrieb gemacht werden können.

Privatisierung öffentlicher und gemischtwirtschaftlicher EVU

Zahlreiche Länder und Kommunen haben innerhalb der letzten Jahre ihre Anteile an Energieunternehmen veräußert (Monstadt 2004: 165-172). Die öffentlichen Unternehmen wurden dadurch in überregionale Unternehmen integriert bzw. zumindest von diesen gelenkt. Öffentliche Interessen der Länder und Kommunen können nicht mehr durch die (Neu-)Ausrichtung eigener Wirtschaftsaktivitäten bzw. über aktienrechtliche Steuerungsmöglichkeiten von Unternehmen per Aufsichtsrat oder per Ausübung von Mehrstimmrechten realisiert werden. Energiepolitische Ziele der Gebietskörperschaften lassen sich gegenüber den Versorgungsunternehmen in der Regel nur noch dann durchsetzen, wenn diese mit ihren wirtschaftlichen Interessen kompatibel sind.

Kompetitive Ausrichtung kommunaler Energieversorgungsunternehmen

Selbst in den Fällen, in denen die Kommunen weiterhin kommunale Versorgungsunternehmen betreiben, führt der Konkurrenzdruck dazu, dass sich die Chancen autonomer Energiepolitiken verringern und Wettbewerbskriterien die Richtung der Unternehmenspolitik vorgeben. Die Möglichkeiten, über Stadtwerke auf das unternehmerische Nachfragemanagement, die Förderung erneuerbarer Energien und der KWK Einfluss zu nehmen, sinken im Wettbewerb.

Finanzkrise der Länder und Kommunen

Neben der Finanzkrise des Bundes haben sich seit dem Jahr 2001 auch die Haushaltsfehlbeträge der Länder drastisch erhöht. Zwar fällt die Neuverschuldung der Kommunen deutlich geringer aus als die des Bundes und der Länder. Allerdings sind auch hier die Investitionsausgaben dramatisch zurückgegangen, allein zwischen 1992 und 2000 um mehr als ein Viertel (Vesper 2002: 160). Da zahlreiche Ausgabenposten der Länder und Kommunen kurzfristig kaum zu beeinflussen sind oder starken politischen Widerstand auslösen, stehen für öffentliche Investitionen (u. a. in die wirtschaftsnahe Infrastruktur, in die Umwelt- und Innovationsförderung) nur sehr begrenzte Mittel zur Verfügung. Die Durchsetzung öffentlicher Ziele der Energieversorgung kann damit immer weniger mittels öffentlicher Subventionen und Förderprogramme erfolgen, vielmehr erhöht sich der Druck zur Einbindung privaten Kapitals.

Die beschriebenen Entwicklungen führen dazu, dass politische Ziele der Energieversorgung im lokalen und regionalen Kontext nur in Ausnahmefällen hoheitlich gegenüber der Energiewirtschaft bzw. relevanten Nachfragesektoren durchgesetzt oder durch eine staatliche Investitions- und Versorgungsplanung gewährleistet werden. Ebenso verliert die direkte Leistungserbringung mittels staatlicher und kommunaler Träger durch die Privatisierung öffentlichen Eigentums und öffentlicher Leistungen an Bedeutung. Dieser Verlust an Einflussmöglichkeiten im regulativen Bereich, im Bereich der traditionellen Versorgungsplanung und der direkten staatlichen Leistungserbringung kann nur kompensiert werden, indem sich die regionale Energiepolitik neu ausrichtet und ihre Steuerungsressourcen überprüft. Hierbei muss sich regionale Energie- und Klimapolitik stärker als früher dem Maßstab der Wettbewerbsfähigkeit unterordnen. Die Investitionsentscheidungen der Energieunternehmen erfolgen auf liberalisierten Märkten primär nach betriebswirtschaftlichen und immer weniger nach regional- und strukturpolitischen Kriterien. Energiepolitisch durchsetzbar sind daher in

erster Linie nur noch diejenigen Projekte und Maßnahmen, die unter den gegebenen Marktbedingungen die Wettbewerbsfähigkeit der Energieunternehmen erhöhen (bzw. diese zumindest nicht beeinträchtigen) oder die zur Kostentlastung von Energieverbrauchern beitragen.

Das Kriterium der Wettbewerbsfähigkeit transformiert die herkömmlichen Steuerungsformen staatlicher Kontrolle bzw. staatlicher Eigenleistungen in kooperative und marktorientierte Formen der Interaktion staatlicher, kommunaler und gesellschaftlicher Akteure. Entgegen regulatorischen Ansätzen liegen die Spielräume, auf die Energieversorgung lokal bzw. regional Einfluss zu nehmen, künftig wohl primär in der Etablierung positiver Anreize und „enabling structures“ für private Investoren (z. B. durch die Bildung von Kompetenzzentren oder die Förderung von regionalen Vermarktungsstrategien und Vernetzungsinfrastrukturen zwischen Wissenschaft und Energiewirtschaft etc.) sowie in freiwilligen Vereinbarungen mit den Versorgungsunternehmen und relevanten Nachfragesektoren. Darüber hinaus eröffnen sich den öffentlichen Gebietskörperschaften neue marktorientierte (Ver-)Handlungsspielräume zur Durchsetzung öffentlicher Interessen der Energieversorgung. In ihrer Rolle als Großkunde im regionalen Energiemarkt können sie durch eigene Nachfrage den Energiedienstleistungs- und Ökostrommarkt stimulieren und den Abschluss von Strombezugsverträgen an soziale und ökologische Kriterien knüpfen. Nicht zuletzt eröffnen sich Steuerungsmöglichkeiten über die Einflussnahme auf die regionalwirtschaftlichen Standortfaktoren, um (innovative) Energieunternehmen regional zu binden und den Marktübergang und die Vernetzung ökologischer Innovateure systematisch zu unterstützen.

3.3 Die Regionalisierung der Energiewirtschaft

Die Liberalisierung und Privatisierung der Energieversorgung sowie die Ausdifferenzierung neuer Energiebranchen und Dienstleistungsmärkte bewirken, dass die konventionellen Raumbezüge der Energiewirtschaft erheblichen Veränderungen unterliegen. So erweitern die Versorgungsunternehmen ihre Geschäftstätigkeit auf den überregionalen, teilweise sogar europäischen und globalen Energiemarkt. Besonders die großen europäisch oder global ausgerichteten Energieunternehmen agieren zunehmend in transnationalen Bahnen. Sie gehen transnationale Kooperationsprojekte ein, nutzen diese Beziehungen als Informationspool und lösen sich von ihrer bisherigen regionalen Basis. Doch auch die neuen wettbewerbsorientierten Marktakteure im Energiehandel, im Energiedienstleistungssektor und in der ökologischen Energiewirtschaft unterliegen lediglich lockeren räumlichen Bindungen. Sie orientieren sich räumlich vor allem an wirtschaftlichen Absatzgebieten bzw. günstigen räumlichen Produktionsbedingungen und weniger an der politischen Territorialstruktur bzw. an den traditionellen Versorgungsgebieten.

Trotz unverkennbarer Tendenzen einer Erweiterung der Raumbezüge der Energiewirtschaft ist – auch vor dem Hintergrund der Erfahrungen in anderen Wirtschaftssektoren – nicht davon auszugehen, dass ein europäischer Wettbewerb dazu führen wird, dass die energiewirtschaftlichen Akteure ihre räumlichen Bindungen vollständig aufgeben. So zählt es inzwischen zur Standardthese der Globalisierungsdebatte, dass die zunehmende Konkurrenz auf liberalisierten internationalen Märkten und die räumliche Erweiterung von ökonomischen und politischen Beziehungen keineswegs dazu führt, dass eine Orientierung der poli-

tischen und wirtschaftlichen Akteure auf regionale Räume vollständig aufgegeben wird. Beobachtet wird die Herausbildung regionaler Netzwerke, die zu einer sozialen (Rück-)Bindung der Wirtschaftsbeziehungen beitragen, Aktivitäten öffentlicher und privater Akteure koordinieren, Transaktionskosten für alle Akteure reduzieren, Vertrauen schaffen und soziale Konflikte minimieren. Der fortschreitende Prozess weltweiter Arbeitsteilung und Standortkonkurrenz einerseits, die Rückbindung wirtschaftlicher Interaktionen in sozial überschaubare, regionale Strukturen andererseits sind daher nicht als Widerspruch zu verstehen, sondern als zwei Seiten einer Medaille (vgl. Benz et al. 1999; Kohler-Koch 1998 b).

Auch in der Energiewirtschaft lässt sich die These vom „Tandem von Europäisierung und Regionalisierung“ (Kohler-Koch 1998b: 231) stützen. Erste empirische Studien zeigen, dass eine wachsende räumliche Ausdehnung der Märkte für Energie- und Infrastrukturdienstleistungen mit einer Vertiefung und Intensivierung regionalwirtschaftlicher Beziehungen zusammenfällt (vgl. Graham; Marvin 1997: 115, 2001, Monstadt 2004: 226-231). Die Öffnung der europäischen Energiemärkte und die Erfordernisse eines ökologischen Strukturwandels erzeugen einen Problemdruck, der die ökonomischen Prozesse neben den großräumigen Vernetzungen in sozial überschaubare Strukturen einbettet. Diese räumliche Rückbindung verläuft jedoch weniger in den Grenzen herkömmlicher Verwaltungseinheiten oder in klar abgrenzbaren Wirtschaftsräumen. Zwar beeinflussen die historisch gewachsenen Versorgungsgebiete und die territoriale Organisation von Ländern und Kommunen nach wie vor die räumliche Strukturierung in der Energieversorgung. Die wirtschaftlichen Verflechtungen, d. h. die Reichweite von Interaktionen der öffentlichen, halböffentlichen und privaten Unternehmen der Versorgungs- und Dienstleistungswirtschaft sowie der Konsumenten lassen sich räumlich jedoch immer weniger in festen Grenzen abbilden. Es bilden sich „Energiereregionen“¹⁰ heraus, deren räumliche Struktur weniger durch die Festlegung von Grenzen, sondern primär aus sozialen Verflechtungen hervorgeht (vgl. Benz et al. 1999: 22 ff.). Ein solcher ökonomischer Regionalisierungsprozess lässt sich in der Energieversorgung u. a. anhand folgender Indikatoren belegen:

- Um einen integrierten Vertrieb von Strom, Gas, Wasser und anderen Infrastrukturleistungen sowie eine größere Kundenorientierung und -nähe zu gewährleisten, teilen deutschlandweit agierende Verbundunternehmen ihr Versorgungsgebiet in Regionalgesellschaften auf und entwickeln regionsspezifische Vertriebsstrategien. Beispielsweise hat der RWE Energy-Konzern sechs regionale Energiegesellschaften in Deutschland gegründet. Jede der Regionalgesellschaften integriert den Vertrieb, bestimmte Querschnittsfunktionen und Kundenservices, den Betrieb der Verteilnetze und Netzservices sowie Betrieb und Instandhaltung für die Sparten Strom- und Gasversorgung sowie das regionale Wasserge-

¹⁰ Die Region wird im Folgenden verstanden als räumliche Handlungsebene zwischen Nationalstaat und kommunalen Gebietskörperschaften (vgl. auch Fußnote 1). Im Unterschied zu einem Verständnis von Regionen als für Zwecke der Verwaltung, Planung, Raumordnung etc. geschaffenen Gebietskörperschaften, die mit formellen politisch-institutionellen Eigenkompetenzen ausgestattet sind, werden Regionen im Folgenden als Raum im Sinne eines sozialen Interaktionszusammenhangs interpretiert, den die unterschiedlichen ökonomischen, sozialen und politischen Akteure und Organisationen innerhalb eines „physischen“, geographischen Raumes bilden.

schäft unter einem Dach. Mit dieser neuen Struktur soll eine möglichst hohe Kundennähe gewährleistet und die Zusammenarbeit mit Stadtwerken und Vertriebspartnern verbessert werden.

- Zur Stärkung ihrer Wettbewerbsposition knüpfen Stadtwerke und regionale Versorger strategische Allianzen, die überwiegend in räumlicher Nähe erfolgen. So sind seit der Energiemarktliberalisierung zahlreiche Stadtwerkskooperationen entstanden. Beispielsweise gründeten die Stadtwerke von Erlangen, Fürth, Nürnberg und Schwabach eine gemeinsame Gesellschaft für den Stromeinkauf. In Niedersachsen schlossen sich zum selben Zweck über 160 Städte und Gemeinden zusammen. In Baden-Württemberg bündelten 75 Stadtwerke ihren Strombedarf. Durch solche regionalen Allianzen konstituieren sich neue regionale Verflechtungsstrukturen, die auf die Bündelung von Interessen und Marktmacht, das Erzielen von Preisrabatten beim Stromeinkauf vom Vorlieferanten, die Professionalisierung betrieblicher Abläufe und die optimale Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur angelegt sind. Die Formen und Ausgestaltungen von Kooperationen reichen von losen Formen der Zusammenarbeit über gemeinsame Gesellschaften, strategische Allianzen und Beteiligungen bis hin zu Fusionen. Die Zahl der strategischen Kooperationen aller Art, die von der VDEW erfasst wurden, beläuft sich auf rund 80 mit mehr als 500 beteiligten Unternehmen (VDEW 2002: 10). Befragungen von Stadtwerken haben ergeben, dass die regionale Nähe zu den Kunden, die Präsenz vor Ort und die Kooperation mit anderen Stadtwerken in räumlicher Nähe zu den zentralen Erfolgsfaktoren der Unternehmen gehören (Ernst & Young, VDEW 2003).
- Neben den Verteilerunternehmen organisieren sich auch Endverbrauchergruppen zu regionalen Einkaufsgemeinschaften. Ziel dieser – teilweise über Verbände, Kammern oder spezialisierte Energiedienstleister (so genannte Aggregatoren) organisierten – Allianzen ist es, günstigere Preiskonditionen, bestimmte zusätzliche Dienstleistungen und in ersten Fällen auch ökologische Standards für den Energiebezug auszuhandeln. Während größere Konzerne ihren Energieeinkauf in vielen Fällen bundesweit zentralisiert haben, haben sich kleinere Abnehmer in vielen Fällen zu lokalen bzw. regionalen Stromeinkaufsgemeinschaften (Gewerbezentren, Einzelhändler, Gaststättenverband) zusammengeschlossen. Teilweise bündeln auch Kammern den Stromeinkauf ihrer regionalen Mitgliedsunternehmen, um als Großverbraucher günstigere Preise auszuhandeln (z. B. einige Landwirtschaftskammern). Auch kommunale Gebietskörperschaften sowie kleine und mittlere Unternehmen unterschiedlicher Branchenzugehörigkeit schließen sich im regionalen Kontext zusammen.
- Die Ausdifferenzierung von Dienstleistungsangeboten zur Energieeinsparung und zu anderen Zwecken erfolgt vorwiegend im regionalen Kontext. Dies betrifft einerseits die angestammten Gebietsversorger, die dazu übergehen, ihre Wertschöpfungskette durch neue Dienstleistungen zu verlängern und Kunden zu binden, indem sie (zumeist durch ausgegründete Tochterunternehmen) kundennahe Serviceleistungen anbieten und ihre Kunden bei der Lösung spezifischer energiebezogener Probleme unterstützen. Andererseits agieren auch die meisten Energieagenturen, Energiedienstleistungsunternehmen und Ingenieurgesellschaften im regionalen Kontext, wo sie Beratungs-, Consulting- und Contracting-Leistungen oder die Übernahme der kompletten Energieversorgung für industrielle und öffentliche Großkunden anbieten. Die räumliche Nähe zu den Kunden und die

Nutzung vorhandener regionaler Kommunikationsstrukturen stellen dabei einen Wettbewerbsvorteil dar.

- Auch dezentrale Energieanbieter schließen sich teilweise regional zusammen (z. B. BHKW-Betreiber in Berlin, regionale Verbände der ökologischen Energiewirtschaft), und es bilden sich neue Anbieter-Kunden-Beziehungen und regionale Technologiecluster (z. B. aus Unternehmen der Solar- oder Windenergiewirtschaft, relevante Dienstleistern, F&E-Akteuren).
- Ein überwiegender Teil der Verbrauchergruppen nutzt die Möglichkeit eines Anbieterwechsels bislang nicht und zieht die Beibehaltung des regionalen Anbieters den Unsicherheiten überregionaler Märkte vor. Gleichermaßen konzentrieren sich auch die Wirtschaftsaktivitäten vieler EVU auf die Stabilisierung vorhandener Kundenbeziehungen in den bisherigen Absatzgebieten.

Auch wenn die räumlichen Veränderungsprozesse höchst unterschiedlich ausfallen, ist insgesamt festzustellen, dass die raumstrukturierende Wirkung der Verwaltungsbezirke und Gebietskörperschaften mit dem Abbau regulativer Einflussmöglichkeiten der Länder und Kommunen und der Öffnung der Gebietsmonopole für Wettbewerb abnimmt. Im Gegenzug gewinnen durch die Liberalisierung neue Funktions- und Verflechtungsräume der Energiewirtschaft an Bedeutung. Diese Funktionsräume emanzipieren sich zunehmend von den politisch-administrativen Raumeinheiten bzw. den traditionellen Versorgungsgebieten.

3.4 Erste Ansätze regionalisierter Politik in der Energieversorgung

Durch die aufgezeigten wirtschaftlichen Entgrenzungsprozesse deckt sich die territorial organisierte Verteilung von politisch-administrativen Zuständigkeiten immer weniger mit Verflechtungsräumen energiewirtschaftlicher Akteure, denen gegenüber öffentliche Regulierungsansprüche geltend gemacht werden. Hiermit verstärken sich auch auf subnationaler Ebene die Inkongruenzen zwischen den wirtschaftlichen Funktionsräumen und den öffentlichen Gebietsterritorien, was zu neuen Problemen der Kompatibilität energiepolitischer Steuerung führt. Öffentliche Regulierungsansprüche können nur noch eingeschränkt innerhalb der herkömmlichen territorialen Grenzen der Länder und Kommunen geltend gemacht werden.

Die aktuellen Entwicklungen erfordern daher Anpassungsleistungen hinsichtlich des räumlichen Bezugspunktes von energierelevanten Politiken. Energiepolitische Aufgaben lassen sich nicht mehr in jedem Fall effektiv innerhalb klar umrissener Verwaltungseinheiten bzw. eindeutig definierter Versorgungsgebiete bearbeiten. Vielmehr kann die Handlungsfähigkeit dezentraler Politik erhöht werden, wenn diese den laufenden wirtschaftlichen Regionalisierungsprozessen Rechnung trägt und wenn sie sich an der Reichweite sozioökonomischer Interaktionszusammenhänge und Verdichtungsräume orientiert. Hierbei geht es nicht in erster Linie um die Schaffung und Abgrenzung neuer Gebietseinheiten, die Verlagerung von Zuständigkeiten zwischen Ebenen oder die Ausdifferenzierung neuer politisch-administrativer Institutionen auf Ebene der Region.

Vielmehr geht es im Rahmen einer Regionalisierungspolitik darum, die regionalen Wirtschaftsbeziehungen der Versorgungswirtschaft, der Gebietskörperschaften und Verbraucher-

allianzen gezielt für politische Problemlösungsprozesse zu nutzen und mit Aktivitäten regionaler Akteure in Wissenschaft, Kammern, Verbänden sowie anderen Wirtschaftsakteuren zu integrieren. Dies umfasst den Aufbau von interkommunalen Kooperationen und strategischen Formen der Zusammenarbeit zwischen verschiedenen staatlichen (EU, Nationalstaat, Länder), kommunalen und privaten Akteuren. Diese neuen Formen regionaler Zusammenarbeit können einerseits dazu dienen, die Regionen ökonomisch weiterzuentwickeln und ihre Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Andererseits können regionale Formen der Zusammenarbeit zu umweltpolitischen Problemlösungen beitragen, indem sie für die Diffusion ökologischer Innovationen (z. B. im Energiedienstleistungsbereich, in der Solarwirtschaft, in der Technologieförderung) genutzt werden. Ein zentraler Unterschied zu herkömmlichen Ansätzen der Energie- und Umweltpolitik der Länder und Kommunen besteht darin, dass regionalisierte Politik in der Energieversorgung auch, aber nicht nur staatliche Politik ist. In Anlehnung an Heinze et al. (1997: 320) haben Regionalisierungsstrategien in der Energiepolitik ein Objekt – die Region – und eine Vielzahl von Subjekten (Europäische Kommission, Staat, Kommunen, Energieunternehmen, Verbrauchssektoren, Gewerkschaften, Verbände, Kammern u. a.). Sie zielen auf eine Integration der energierelevanten Politikfelder ab und versuchen, regionale Akteure zu aktivieren und zu integrieren.

Die Aufwertung der regionalen Ebene bedeutet nicht, dass die Energie- und Klimapolitik der Länder bzw. die der Kommunen an Bedeutung verlieren. Zahlreiche Steuerungsaufgaben, wie die Aufstellung und Umsetzung von Plänen und Programmen (u. a. Flächennutzungs-, Raum-, Energie- und Klimaschutzplanung), die Vergabe von Fördermitteln, das Energiemanagement öffentlicher Liegenschaften, die Implementation energiesparrechtlicher Vorschriften, die Kontrolle von Stadtwerken, die Preis- und Kartellaufsicht etc. verbleiben in den territorialen Zuständigkeiten von Politik und Verwaltung. Auch die politische Konsensfindung und Herstellung politischer Legitimität bleiben an die formalen Institutionen der Länder und Kommunen gebunden. Dennoch stößt die territoriale Organisation der Länder und Kommunen beim Aufbau von wirtschaftsnahen Infrastrukturen zur Förderung der Energiedienstleistungswirtschaft und anderer innovativer Energie- und Technologiebranchen, bei der Beeinflussung regional bzw. überregional ausgerichteter Energieunternehmen und bei der Bündelung der Energienachfrage umso deutlicher an strukturelle Grenzen, je mehr wirtschaftliche Verflechtungen die Gebietsterritorien überschreiten. Selbst bei den formal an territoriale Zuständigkeit gebundenen Aufgaben wie der Aufstellung von Plänen und Programmen, der Vergabe von Fördermitteln etc. erscheint es sinnvoll, die Einbindung der Gebietskörperschaft in einen regionalen Kontext stärker als bislang zu berücksichtigen und die Abstimmung zwischen benachbarten Ländern und Kommunen zu verbessern.

Auch wenn die ökonomische Regionalisierung empirisch nachweisbar ist und die politische Aufwertung der Region daher steuerungstheoretisch eine hohe Plausibilität genießt, ist eine Regionalisierung energierelevanter Politiken noch wenig fortgeschritten. Erste Ansätze einer solchen Aufwertung der regionalen Ebene sind jedoch erkennbar:

- Kommunen und Länder entwickeln gemeinsam regionale Leitbilder und institutionalisierte Formen der Zusammenarbeit in der Energie- und Klimapolitik. Beispiele hierfür sind die „Klimaschutzregionen“ Elbe-Elster, Hessisches Ried, Kiel und Hannover, die „Solarhauptstadt Berlin“ bzw. die „Solarregionen“ Freiburg, Bonn, Oberrhein, Nordhessen, Freisinger Land, Sächsische Schweiz und Rhein-Neckar, die Windenergieregionen Ostfriesland oder

Elbe-Weser, die „Energieregionen“ Nürnberg, Weiz-Gleisdorf, Lausitz oder Emscher-Lippe oder die „Energieländer“ Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Diese Regionen versuchen ein regionales Kompetenz- und Spezialisierungsprofil in der Rohstoff- und Energiegewinnung, in der Technologie- und Innovationsproduktion etc. herauszubilden und zu kommunizieren. Durch die Konzentration auf regionale Kernkompetenzen versuchen sie, Wettbewerbsvorteile zu erzielen und regionale Kräfte zu bündeln.

- Durch die Gründung von über 20 regionalen Energie- und Klimaschutzagenturen wird von der europäischen Politik, den Ländern und z. T. auch den Kommunen versucht, umweltverträgliche und rationelle Formen der Energieversorgung und -nutzung durch privatwirtschaftliche Trägermodelle im regionalen Kontext zu fördern. In unterschiedlicher Konstellation sind öffentliche Gebietskörperschaften (zumeist die Bundesländer), die Energiewirtschaft sowie Banken an den Agenturen beteiligt. Das Aufgabenspektrum der regionalen Energieagenturen erstreckt sich von der Erstellung von Fern- und Nahwärmekonzepten, der Entwicklung von Energiedienstleistungsangeboten, dem Management von Betreibermodellen durch Drittmittelfinanzierung, der energetischen Optimierung von Bauleitplänen, dem Energiemanagement für Kommunen, der Erstellung von Energiekonzepten für Unternehmen und Kommunen, der Initiierung von Qualifizierungs- und Fortbildungsmaßnahmen bis hin zur Beratung von Ministerien und Landtagen, Kommunen und Parteien.
- Durch regionale Kompetenzzentren und die strategische Förderung regionaler Innovationsnetzwerke aus Energietechnologie- und/oder Energiedienstleistungsunternehmen sowie anderen öffentlichen und privaten Akteuren wird von den Ländern und Kommunen auf die Umsetzung von Klimazielen und auf die ökonomische Entwicklung von Regionen hingewirkt. Netzwerke wie das Energieforum Bayern, die Landesinitiative Zukunftsenergien und das Energienetzwerk in Nordrhein Westfalen, das Berliner Kompetenzzentrum für Zukunftsenergien, die Energiestiftung Schleswig-Holstein oder das Centrum für Energietechnologie Brandenburg versuchen, in jeweils spezifischer Weise darauf hinzuwirken, die regionale Wettbewerbs- und Innovationsfähigkeit zu stärken, die staatliche Technologieförderung zu unterstützen und innovative Energieunternehmen regional zu binden. Ihr Ziel ist es, die regionalen Standortfaktoren zu pflegen bzw. auszubauen und ein Forum vor Ort zu organisieren, das einen Informationsaustausch und eine Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen ermöglicht. Die regionalen Kompetenzzentren und Netzwerke können den Zugang zu Marktinformationen erleichtern und den Marktübergang innovativer Unternehmen durch Qualifizierungs-, Beratungsdienstleistungen und andere Managementleistungen aktiv unterstützen.
- Darüber hinaus haben sich in den letzten Jahren zahlreiche kommunale Gebietskörperschaften zu regionalen Einkaufsgemeinschaften zusammengeschlossen, um den Energieverbrauch zentral zu erfassen und als Großkunde Sonderkonditionen mit den Versorgungsunternehmen auszuhandeln. So hat der niedersächsische Städte- und Gemeindebund für knapp 180 Kommunen und Wasserverbände überwiegend aus Niedersachsen, aber auch aus Brandenburg und Sachsen-Anhalt Zentralbündelverträge über ein Volumen von ca. 250 Mio. kWh Strom europaweit ausgeschrieben. Die Einsparungen gegenüber dem Preisniveau von 1998 betragen ca. 30 %. Der Bayerische Gemeindetag hat ebenfalls die

Interessen seiner Mitgliedsgemeinden gebündelt. Abgeschlossen wurde eine Rahmenvereinbarung mit der e.on AG und regionalen Energieversorgern. Ziel war es u. a., regionale Strompreisdiskrepanzen zu vermeiden. Neben wettbewerbsfähigen Strompreisen für kommunale Einrichtungen waren weitere Verhandlungspunkte auch die Versorgungssicherheit, der Service vor Ort bzw. die Kundenbetreuung sowie der Umweltschutz. Auch das Land Berlin hat durch die Einrichtung einer zentralen Energiewirtschaftsstelle, welche die Energieverbräuche der öffentlichen Liegenschaften zentral erfasst und über spezielle Bezugskonditionen mit regionalen Energieanbietern verhandelt, erhebliche Einsparungen realisieren können. Die Ausschreibungen wurden an ökologische Auflagen geknüpft, wodurch seit dem Jahr 2004 der Ökostromhändler Lichtblick den Zuschlag erhielt, der seitdem einen Teil der Versorgung öffentlicher Liegenschaften in Berlin übernommen hat.

Die beschriebenen regionalen Initiativen zur Förderung von energiewirtschaftlichen und technologischen Innovationen und Einsparung öffentlicher Ressourcen sind von ihrer Organisationsform, ihrem Institutionalierungsgrad, ihren Raumbezügen und ihren politischen Zielen höchst heterogen und bislang nicht systematisch untersucht. Vielfach handelt es sich um durch Bundes- und EU-Mittel kofinanzierte Initiativen der Länder. Auch wenn die wesentlichen Impulse von den Gebietskörperschaften ausgehen, ist den Initiativen gemein, dass die hervorgerufenen Interaktionseffekte und Funktionszusammenhänge über kommunale Grenzen bzw. über die Grenzen der Bundesländer hinwegreichen, und dass die geschaffenen Strukturen und Vernetzungen regional wirksam werden. Die Aktivitäten lassen sich kaum in den herkömmlichen territorialen Grenzen abbilden, sondern orientieren sich primär an regionalen Funktionszusammenhängen.

Insgesamt ist festzustellen, dass regionale Initiativen der Energiepolitik deutlich zugenommen haben. So wurde in der Klimapolitik vermehrt darauf gesetzt, die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energieträgern nicht allein durch staatliche Träger, sondern durch die Unterstützung profitorientierter Energieagenturen, anderer Energiedienstleister, innovativer Technologieunternehmen und kleiner und mittelständischer Strom- und Wärmeerzeuger voranzubringen, die zumeist im regionalen Kontext agieren. Diese erste Tendenz zur regionalen Ausrichtung politischer Initiativen hat sich im Zuge der Energiemarktliberalisierung deutlich verstärkt. Gerade weil der Abbau von Arbeitsplätzen in der Energiewirtschaft ebenso wie der Zuwachs neuer Arbeitsplätze im Energiehandel und -vertrieb sowie in anderen neuen Energiebranchen regional ungleichmäßig verteilt ist, verschärfen die Liberalisierungsprozesse und die Ausdifferenzierung neuer Marktteilnehmer auch den Wettbewerb zwischen den Regionen. Im Zuge des verschärften energiewirtschaftlichen Standortwettbewerbs konkurrieren Wirtschaftsstandorte zunehmend miteinander um Direktinvestitionen, Arbeitsplätze und um die Bindung bzw. Neuansiedlung lukrativer Versorgungs- und Dienstleistungsbranchen der Energiewirtschaft. Aufgrund der regionalwirtschaftlichen Bedeutung der Energiewirtschaft liegt eine Verbesserung der Standortattraktivität im wirtschaftspolitischen Interesse der Länder und Kommunen. Zugleich hängt der umweltpolitische Erfolg der Länder und Kommunen und ihre Fähigkeit zur Förderung energietechnischer und wirtschaftlicher Innovationen im Zuge öffentlicher Haushaltskrisen immer stärker davon ab, inwieweit es gelingt, private Direktinvestitionen zu binden und innovative Energieunternehmen anzusiedeln. Die Länder und Kommunen sind daher zur Realisierung ihrer wirtschafts-

und umweltpolitischen Ziele zunehmend darauf angewiesen, die regionale Standortattraktivität für energiewirtschaftliche Investoren zu optimieren und die Wettbewerbsfähigkeit von Wirtschaftsregionen systematisch durch aktive Standort- und Strukturpolitiken zu stärken.

Trotz des erhöhten Drucks zur regionalen Zusammenarbeit in der Klimapolitik und Standortpolitik ist der überwiegende Teil der politischen Förderinitiativen jedoch weiterhin territorial ausgerichtet. So sind regionale Leitbilder in der Energieversorgung und im Klimaschutz bislang ebenso die Ausnahme wie die Definition von regionalen Kompetenzprofilen und die grenzüberschreitende Zusammenarbeit von Ländern bzw. Kommunen bei der Technologie- und Innovationsförderung sowie Strukturpolitik. Die ökonomischen Verflechtungen und Funktionszusammenhänge im Raum werden damit von politischen Initiativen bislang kaum abgebildet und wirtschafts- und umweltpolitische Potenziale regionaler Initiativen im energiewirtschaftlichen Standortwettbewerb kaum ausgeschöpft. Die Effizienz und Effektivität der Energie-, Klima- und Technologie- und Strukturpolitik der Länder und Kommunen wird dadurch vermindert.

4 Neue Funktionsräume der Energieversorgung und das „institutional void“ öffentlicher Energiepolitik

Die Liberalisierung und Privatisierung der Energieversorgung, aber auch die neuen grenzüberschreitenden und globalen Umweltprobleme der Energieversorgung führen in ihren kumulativen Wirkungen zu einer tief greifenden Redimensionierung des politischen und wirtschaftlichen Raumes der Energieversorgung. Bislang ist ein Ende dieser räumlichen Rekonfiguration in der Energieversorgung keineswegs erkennbar, im Gegenteil wird die Transformationsdynamik künftig wohl eher zu- als abnehmen: Weitreichende energiepolitische Reforminitiativen der EU, vor allem die Intensivierung des Wettbewerbs durch den Umbau der Netznutzungsregime, aber auch die Intensivierung des europäischen Handels mit Emissionszertifikaten und der steigende klimapolitische Handlungsdruck werden mittel- bis langfristig den räumlichen Wandel der Energiemärkte noch beschleunigen und vertiefen. Gleiches gilt für die eigendynamische Entwicklung der Energiemärkte, wo weitere Konzentrations- und Internationalisierungsprozesse wahrscheinlich sind, zugleich aber neue energiewirtschaftliche Marktakteure weiterhin an Bedeutung gewinnen. Durch diese Entwicklungen verschieben sich die räumlichen Ebenen und Radien von Produktion und Handel in der Energiewirtschaft sowie von der politischen Regulierung auf radikale Weise, dass von einer neuen Geographie der Energieversorgung gesprochen werden kann (vgl. Monstadt; Nauermann 2005). Diese Veränderungen können mit den Worten von Brenner als Prozess der „reterritorialisation, (...) re-configuration and re-scaling of forms of territorial organisation“ (Brenner 1999: 431) beschrieben werden.

Diese räumliche Redimensionierung der Energieversorgung erscheint insbesondere dann problematisch, wenn die Entgrenzung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge und die Herausbildung neuer Raumstrukturen der Energiemärkte sowie die räumliche Reichweite politischer Probleme wie des globalen Klimawandels nicht mit der Schaffung reorganisierter politischer Räume bzw. mit der Reichweite von Regulierungsregimen synchronisiert ist. Eine solche Inkongruenz der Funktions- bzw. Problemräume mit der territorialen Organisation energierelevanter Politik schränkt die politische Handlungsfähigkeit ein und vermindert die Durchsetzungschancen öffentlicher Interessen der Energieversorgung. Wie in den vorange-

gangenen Abschnitten gezeigt wurde, ist dies in der Energieversorgung der Fall: So reagieren politische Institutionen der Energie- und Umweltpolitik auf den unterschiedlichen Ebenen nur verzögert auf die räumliche Redimensionierung der Energieversorgung. Zwar haben sich globale Regime im Klimaschutz herausgebildet, und vor allem auf europäischer Ebene hat sich innerhalb des letzten Jahrzehnts ein markanter Institutionalisierungsprozess der energierelevanten Marktöffnungs- und Klimapolitik vollzogen. Allerdings hinkt der Aufbau effizienter politischer Institutionen in der Klimapolitik, aber auch bei anderen Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge den wachsenden ökonomisch-ökologischen Interdependenzen hinterher. Das Dilemma besteht darin, dass dieses Regulierungsvakuum in der Energieversorgung auch durch nationalstaatliche Kompetenzen nur eingeschränkt aufgefüllt werden kann. Durch die Herausbildung neuer Funktions- und Problemräume infolge der wachsenden ökonomischen Verflechtung auf einem europäischen Energiebinnenmarkt und der Globalisierung von Umweltproblemen sinkt die Steuerungsfähigkeit und -effizienz der Nationalstaaten. Es kommt daher zu einem „institutional void“ (vgl. Hajer 2003: 175), d. h. es fehlen sowohl eindeutige Regeln und Normen, aus denen gefolgert werden kann, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, vor allem aber fehlen mit Durchsetzungsmacht versehene Organisationen, welche einen effektiven Maßnahmenvollzug garantieren könnten.

Ähnliche Prozesse zeichnen sich auch auf der subnationalen Ebene ab. Durch die Aufhebung der Gebietsmonopole, die Privatisierung öffentlicher Unternehmen und die energie-wirtschaftlichen Restrukturierungsprozesse bilden sich neue regionalwirtschaftliche Funktions- und Verflechtungsräume heraus, die sich immer weniger mit der territorial organisierten Verteilung politisch-administrativer Zuständigkeiten decken. Dies geht einher mit dem markanten Abbau regulativer Einflussmöglichkeiten über die Institutionen der Energieaufsicht, Konzessionsverträge oder über öffentliche Unternehmen. In der Folge lassen sich öffentliche Regulierungsansprüche in der Energieversorgung nur noch eingeschränkt innerhalb der Länder- und Gemeindegrenzen geltend machen. Um Vorteile im verstärkten Standortwettbewerb um Investitionen und Arbeitsplätze in der Energiewirtschaft mit der Durchsetzung umweltpolitischer Ziele der Energieversorgung zu verbinden, ist eine vermehrte regionale Ausrichtung der Energiepolitik daher unentbehrlich. Von ersten Ansätzen regionalisierter Politik abgesehen, hinkt jedoch auch hier der Aufbau von Institutionen den wachsenden Interdependenzen der Gebietskörperschaften innerhalb einer Region deutlich hinterher. Im Unterschied zur europäischen Politikebene geht es auf regionaler Ebene jedoch weniger um die Schaffung von mit Durchsetzungsmacht versehenen Institutionen bzw. die Kompetenzzuweisung an eine funktional adäquatere Handlungsebene. Mit regionalisierter Politik sollte vielmehr angestrebt werden, die Politik der Länder und Kommunen regional zu koordinieren, die öffentlich-private Zusammenarbeit zu organisieren und die ökologische und wirtschaftliche Entwicklung von Regionen voranzutreiben.

Zusammenfassend stellt die „Überwindung der zunehmenden Inkongruenz zwischen den Ausbreitungsräumen von Regulierungsmaterien und den territorialen Grenzen“ (Holzinger 2001: 178) mittlerweile ein ernsthaftes Problem funktionaler Energiepolitik dar, und dies sowohl auf europäischer/globaler wie auf regionaler Ebene. Künftige raumwissenschaftliche Forschung muss sich daher vermehrt der Frage widmen, wie die notwendige räumliche Redimensionierung der Energiepolitik organisiert werden kann, d. h. wie die territoriale Organisation von Energiepolitik stärker an der Ausdehnung funktionaler Räume der Energie-

wirtschaft ausgerichtet werden kann. Dies setzt allerdings vertiefte Kenntnisse zu den sich herausbildenden Funktionsräumen der Energieversorgung voraus, die nur durch weitere Forschung zur Internationalisierung und Regionalisierung der Energiewirtschaft gewonnen werden können. Darüber hinaus muss weiter geklärt werden, in welchen Fällen funktionale Regulierungsräume eher durch die Verlagerung von bestimmten Steuerungskompetenzen auf funktional adäquatere Handlungsebenen erreicht werden können bzw. in welchen Fällen eine optimierte (und institutionell abgestützte) Kooperation von Staaten bzw. subnationalen Gebietskörperschaften sich als vorteilhaft erweist.

Literatur

- Bache, I.; Flinders, M. (ed.) (2004): *Multi-level Governance*. Oxford University Press, Oxford.
- Batt, H.-L. (1994): *Kooperative regionale Industriepolitik. Prozessuales und institutionelles Regieren am Beispiel von fünf regionalen Entwicklungsgesellschaften in der Bundesrepublik Deutschland*. Peter Lang, Frankfurt a. M. u. a.
- Beisheim, M. (2004): *Fit für Global Governance? Transnationale Interessengruppenaktivitäten als Demokratisierungspotenzial – am Beispiel Klimapolitik*. Leske & Budrich, Opladen.
- Benz, A. (2003): *Mehrebenenverflechtung in der Europäischen Union*. In: Markus Jachtenfuchs; Beate Kohler-Koch (Hrsg.): *Europäische Integration*. (2. Auflage), Leske & Budrich: Opladen, S. 317-351.
- Benz, A. et al. (Fürst, D.; Kilper, H.; Rehfeld, D.) (1999): *Regionalisierung: Theorie – Praxis – Perspektiven*. Leske & Budrich, Opladen.
- Blechschmidt, K. et al. (Penschke, A.; Herbert, W.) (2001): *Instrumente und Handlungsmöglichkeiten der Bundesländer zum Klimaschutz. Band 1: Analyseband. Studie i. A. des Umweltbundesamtes (Forschungsbericht 298 41 339)*, Kiel.
- Böckem, A. (1998): *The Political Economy of Climate Policy-making in the EU*. In: *Intereconomics*, vol. 33 (1998), S. 260-273.
- Breitmeier, H.; Zürn, M. (2003): *Die sozialwissenschaftliche Erforschung der internationalen Klimapolitik: Bestandsaufnahme und Ausblick*. In: Hake, J.-F.; Hüttner, K. L. (Hrsg.): *Klimaschutz und Klimapolitik: Chancen und Herausforderungen*. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 35, Jülich, S. 1-25.
- Brenner, N. (1999): *Globalisation as Reterritorialisation: The Re-Scaling of Urban Governance in the European Union*. In: *Urban Studies*, vol. 36, pp. 431-451.
- Brenner, N. (2001): *The limits to scale? Methodological reflections on scalar structuration*. In: *Progress in Human Geography*. 25,4 (2001), pp. 591–614.
- Coen, D.; Héritier, A. (eds.) (2006): *Refining Regulatory Regimes. Utilities in Europe*. Edward Elgar Publishing, Cheltenham (UK), Northampton (USA).
- Cooke, P. et al. (Heidenreich, M.; Braczyk, H.-J.) (eds.) (2004): *Regional Innovation systems: the role of governance in a globalized world*. 2nd edition. Routledge, London/New York.
- Czada, R.; Lütz, S. (2003): *Einleitung – Probleme, Institutionen und Relevanz regulativer Politik*. In: Czada, R.; Lütz, S.; Mette, S. (Hrsg.): *Regulative Politik. Zählungen von Markt und Technik (Reihe Grundwissen Politik, Band 28)*. Leske und Budrich, Opladen, S. 13-33.
- Eberlein, B. (2000): *Regulierung und Konstitution von Märkten in Europa*. In: Czada, R.; Lütz, S. (Hrsg.): *Die politische Konstitution von Märkten*. Westdeutscher Verlag, Opladen, S. 89-106.
- Eising, R. (2000): *Liberalisierung und Europäisierung. Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland*. Leske & Budrich, Opladen.

- Fichter, H.; Kujath, H.-J. (2000): Regionalisierungsstrategie für ein nachhaltiges Ressourcen- und Stoffstrommanagement der Stadtregion Berlin. In: Abgeordnetenhaus von Berlin (13. Wahlperiode): Zukunftsfähiges Berlin. Anlagenband zum Bericht der Enquête-Kommission des Abgeordnetenhaus (Abgeordnetenhaus-Drucksache 13/4030), S. 191-258.
- Fleming, P. D.; Webber, P. H. (2004): Local and regional greenhouse gas management. In: *Energy Policy* 32 (2004), pp. 761-771.
- Fürst, D. (1993): Raum – Die politikwissenschaftliche Sicht. In: *Staatswissenschaften und Staatspraxis*, Heft 3, S. 293-315.
- Graham, S.; Marvin, S. (1994): Cherry picking and social dumping: utilities in the 1990s. In: *Utilities Policy*, vol. 4, no. 2, pp. 113-119.
- Graham, S.; Marvin, S. (2001): *Splintering Urbanism: Networked Infrastructures, Technological Mobilities and the Urban Condition*. Routledge, London/New York.
- Grande, E. (2001): Die neue Unregierbarkeit. Globalisierung und die Grenzen des Regierens jenseits des Nationalstaats. Arbeitspapier Nr. 2/2001 des Lehrstuhls für Politische Wissenschaft, TU München.
- Grande, E.; Eberlein, B. (2000): Der Aufstieg des Regulierungsstaates im Infrastrukturbereich. In: Czada, R.; Wollmann, H. (Hrsg.): *Von der Bonner zur Berliner Republik. 10 Jahre deutsche Einheit*. Leviathan-Sonderheft 19, Westdeutscher Verlag, Opladen, S. 631-650.
- Green, R. (2005): Electricity liberalisation in Europe – how competitive will it be? In: *Energy Policy* (in press).
- Guy, S. et al. (Marvin, S.; Moss, T.) (2001): Contesting Networks. In: Guy, S.; Marvin, S.; Moss, T. (eds.): *Urban Infrastructure in Transition. Networks, Buildings, Plans*. Earthscan, London, pp. 197-206.
- Guy, S. et al. (Graham, S.; Marvin, S.) (1996): Privatized Utilities and Regional Governance: The New Regional Managers? In: *Regional Studies* 30, no. 8, pp. 733-739.
- Häge, F. M.; Schneider, V. (2004): Hauptachsen staatlicher Redimensionierung: Die Rolle von Europäisierung und Globalisierung. In: Schneider, V.; Tenbrücken, M. (Hrsg.): *Der Staat auf dem Rückzug. Die Privatisierung öffentlicher Infrastrukturen*. Campus, Frankfurt/New York, S. 280-313.
- Hajer, M. (2003): Policy without polity? Policy analysis and the institutional void. In: *Policy Sciences* 36, pp.175-195.
- Heeg, S. (2001): *Politische Regulation des Raums: Metropolen – Regionen – Nationalstaat*. Edition Sigma, Berlin.
- Heinze, R. G. et al. (Strünck, C.; Voelzkow, H.) (1997): Die Schwelle zur globalen Welt. Silhouetten einer regionalen Modernisierungspolitik. In: Bullmann, U.; Heinze, R. G. (Hrsg.): *Regionale Modernisierungspolitik. Nationale und internationale Perspektiven*. Leske & Budrich, Opladen, S. 317-346.
- Héritier, A. (2001): *The Politics of Public Services in European Regulation*. Preprints aus der Max-Planck-Projektgruppe „Recht der Gemeinschaftsgüter“ Nr. 2001/1, Bonn.
- Holzinger, K. (2002): Optimale Regulierungsräume für Europa. Flexible Kooperation territorialer und funktionaler Jurisdiktionen. In: Landfried, C. (Hrsg.): *Politik in einer entgrenzten Welt*. Verlag Wissenschaft und Politik, S. 153-180.
- Kohler-Koch, B. (Hrsg.) (1998a): *Regieren in entgrenzten Räumen (PVS Sonderheft 29)*. Westdeutscher Verlag, Opladen.
- Kohler-Koch, B. (1998b): Leitbilder und Realität der Europäisierung der Regionen. In: Kohler-Koch, B.; Jouve, B.; Negrier, E. (Hrsg.): *Interaktive Politik in Europa. Regionen im Netzwerk der Integration*. Leske & Budrich, Opladen, S. 231-276.
- Kohler-Koch, B.; Jachtenfuchs, M. (2004): Multi-Level Governance. In: Wiener, A.; Diez, Th. (ed.): *European Integration Theory*. Oxford University Press, Oxford, pp. 97-115.
- KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001) 580 (endg.): Mitteilung der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP), 23.10.2001, Brüssel.

- KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2002) 304 (endg.): Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt. / Geänderter Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. 07.06.2002, Brüssel.
- KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2003) 270 (endg.): Grünbuch zu Dienstleistungen von allgemeinem Interesse. 21.05.2003, Brüssel.
- KOM (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2004) 374 (endg.): Weißbuch zu Dienstleistungen von allgemeinem Interesse. 12.05.2004, Brüssel.
- Levi-Faur, D. (2004): On the „Net Impact“ of Europeanisation: The EU's Telecoms and Electricity Regimes Between the Global and the National. In: *Comparative Political Studies*, vol. 37, no. 1, pp. 3-29.
- Libbe, J. et al. (Tomerius, S.; Trapp, J. H. (Hrsg.)) (2002): Liberalisierung und Privatisierung kommunaler Aufgabenerfüllung. Soziale und umweltpolitische Perspektiven im Zeichen des Wettbewerbs. *Difu-Beiträge zur Stadtforschung* 37, Berlin.
- Majone, G. (1994): Paradoxes of Privatization and Deregulation. In: *Journal of Public Policy* 13, S. 53-69.
- Majone, G. (1997): From the Positive to the Regulatory State: Causes and Consequences of Changes in the Mode of Governance. In: *Journal of Public Policy*, vol. 17, no 2, pp. 139-167.
- McGowan, F. (1999): The internationalisation of large technical systems: dynamics of change and challenges to regulation in electricity and telecommunications. In: Coutard, O. (ed.): *The governance of large technical systems*. Routledge, London/New York, pp. 130-148.
- McGowan, F.; Wallace, H. (1996): Towards a European Regulatory State. In: *Journal of European Public Policy* 3, pp. 560-576.
- Monstadt, J. (1997): Energiepolitik im Wandel zur Nachhaltigkeit? Möglichkeiten und Grenzen politischer Steuerung. *Berliner Beiträge zu Umwelt und Entwicklung*, Bd. 14, TU Berlin.
- Monstadt, J. (2000): Die deutsche Energiepolitik zwischen Klimavorsorge und Liberalisierung. Räumliche Perspektiven des Wandels. *Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Arbeitsmaterial Nr. 271*, Hannover.
- Monstadt, J. (2004): Die Modernisierung der Stromversorgung. Regionale Energie- und Klimapolitik im Liberalisierungs- und Privatisierungsprozess. *Verlag für Sozialwissenschaften: Wiesbaden*.
- Monstadt, J.; Naumann, M. (2005): *New Geographies of Infrastructure Systems. Spatial Science Perspectives and the Socio-Technical Change of Energy and Water Supply Systems in Germany*. *netWORKS-Papers* 10, Berlin.
- Monstadt, J.; Schlippenbach, U. v. (2005): Privatisierung und Kommerzialisierung als Herausforderung regionaler Infrastrukturpolitik. Eine Untersuchung der Berliner Strom-, Gas- und Wasserversorgung sowie Abwasserentsorgung. *Networks Paper Nr. 20*, Berlin
- Moss, T. (1998): Neue Managementstrategien in der Ver- und Entsorgung europäischer Stadtregionen. Perspektiven für den Umweltschutz im Zuge der Kommerzialisierung und Neuregulierung. In: Kujath, H.-J.; Moss, T.; Weith, T. (Hrsg.): *Räumliche Umweltvorsorge. Wege zu einer Ökologisierung der Stadt- und Regionalentwicklung*. Edition Sigma, Berlin, S. 211-240.
- Offner, J.-M. (2000): 'Territorial deregulation': local authorities at risk from technical networks. In: *International Journal of Urban and Regional Research*, vol. 24, no. 1, pp. 165-182.
- Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19.12.1996 (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L027 vom 30.01.1997, S. 20).
- Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 22.06.1998 (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L204 vom 21.07.1998).

- Scharpf, F. W. (1996): Politische Optionen im vollendeten Binnenmarkt. In: Jachtenfuchs, M.; Kohler-Koch, B. (Hrsg.): Europäische Integration. Leske & Budrich, Opladen, S. 109-140.
- Scharpf, F. W. (1997): Introduction: the problem-solving capacity of multi-level governance. In: *Journal of European Public Policy* 4, pp. 520-538.
- Schmidt, S. K. (1998): Liberalisierung in Europa. Die Rolle der Europäischen Kommission. Campus: Frankfurt a. M.
- Schneider, J.-P. (1999): Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation. Eine vergleichende Untersuchung zur Reform des britischen, US-amerikanischen, europäischen und deutschen Energierechts. Nomos: Baden-Baden.
- Swyngedouw, E. et al. (Page, B.; Kaika, M.) (2002): Achieving Participatory Governance: Sustainability and Policy Innovation in a Multi-Level Context. Crosscutting Issues in the Water Sector. School of Geography and the Environment, University of Oxford. Economic Geography Working Paper Series WPG 02-13.
- VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.) (2002): Jahresbericht 2001. Energiethemen gemeinsam kommunizieren. Frankfurt a. M.
- VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.) (2005): VDEW Jahresbericht 2004: Energiepolitische Ziele in Einklang bringen. Frankfurt a. M.
- Vesper, D. (2002): Kommunale Handlungsspielräume in allokationstheoretischer und finanzwissenschaftlicher Perspektive. In: Libbe, J.; Tomerius, S.; Trapp, J. H. (Hrsg.): Liberalisierung und Privatisierung kommunaler Aufgabenerfüllung. Soziale und umweltpolitische Perspektiven im Zeichen des Wettbewerbs. *Difu-Beiträge zur Stadtforschung* 37, Berlin, S. 151-174.
- Ziesing, H.-J. (2002): Internationale Klimaschutzpolitik vor großen Herausforderungen. In: *Wochenbericht des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung*, Berlin, Nr. 34/2002 (<http://www.diw.de/deutsch/publikationen/wochenberichte/docs/02-34-1.html>, 29.01.2005).

Dieter Gust

Auswirkungen der neuen Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland auf die raumplanerischen Steuerungsansätze

Gliederung

- 1 Einführung
 - 2 Integrierte Steuerungsansätze
 - 2.1 Die raumplanerische Ausgangslage
 - 2.2 Die Raumwirksamkeit der „integrierten Versorgungskonzepte“
 - 3 Die Liberalisierung
 - 4 Die Auswirkung der Liberalisierung auf die integrierten Steuerungsansätze der Raumplanung
 - 5 Fazit
- Literatur

1 Einführung

Das novellierte Energieversorgungsgesetz von 1998 verändert das traditionelle System der Energieversorgung in Deutschland grundsätzlich. Insbesondere die Aufhebung der Monopole, die eine Einheit von Stromerzeugung und Stromverteilung zur Folge hatten, führt zu einer „Enträumlichung“ der Stromversorgung, mit der Folge, dass gemäß den Regeln des offenen Marktes zunehmend allein der Preis für den Strom die Versorgungspolitik der Unternehmen, aber auch das Verhalten der Kunden bestimmt.

Koppelungsgeschäfte wie z. B. die gemeinsame Erzeugung von Strom und Nutzwärme unterliegen einseitig dem Wettbewerb auf dem Strommarkt. Die Optimierung des Primärenergieeinsatzes durch Kraft-Wärme-Kopplung wird dadurch tendenziell unterminiert. Auch Koppelungsgeschäfte durch den Einsatz der teureren regenerativen Energien werden im freien Strommarkt behindert.

Vor der Liberalisierung stand der Energieversorger vor Ort als Monopolist in einer gewissen Verantwortung gegenüber den Kunden. Er konnte (und musste) sich Akzeptanz verschaffen durch die Nutzung dezentral vorhandener Potenziale. Auch zeigte er die Verbundenheit mit den Kunden häufig in der Rolle als örtlicher Sponsor für kulturelle oder sportliche Veranstaltungen.

Diese örtliche Bindung zwischen Kunde und Versorgungsunternehmen eröffnete einen Spielraum für kommunale Energie- und Klimaschutzpolitik. Sie entfällt mit der Liberalisie-

rung des Strommarktes. Es entfällt auch die Verantwortung der Versorgungsunternehmen gegenüber den örtlichen bzw. regionalen Potenzialen. Der Politik vor Ort werden die Verantwortung und die Handlungsmöglichkeiten für die Optimierung des Einsatzes der Primärenergieträger bei der Stromerzeugung genommen. Der integrierte, informelle Ansatz, mit dem sich die Stadt- und Regionalplanung den Energiefragen in sog. „integrierten, örtlichen und regionalen Energieversorgungskonzepten“ widmete, geht zu einem großen Teil verloren. Kommunale Klimaschutzpolitik wird fundamental behindert.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Gesetz zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) federn wohl die härtesten Einschnitte in den Handlungsspielraum der Kommunen ab. Ob sie auf Dauer im liberalisierten Strommarkt Bestand haben, bleibt abzuwarten. Inwieweit das neue Energiewirtschaftsgesetz und insbesondere das Emissionshandelsgesetz (TEHG) zusammen mit den Auswirkungen der Stromhandelsbörse neue Spielräume im Sinne von optimierter integrierter Energieversorgung schaffen, ist offen. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass neue Rahmenbedingungen in der Regel auch neue Optimierungschancen beherbergen, die neuen informellen Planungsverfahren Nahrung geben können.

2 Integrierte Steuerungsansätze

2.1 Die raumplanerische Ausgangslage

In der Nachkriegszeit wurde die Energieversorgung vornehmlich als technische Fachplanung gesehen und als solche auch in den Regional- und Bauleitplänen behandelt. Vor allem in den älteren Plänen gehen die Aussagen kaum über die allgemeinen Zielformulierungen des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 „sichere, diversifizierte und billige Energieversorgung“ hinaus. Raumplanerische Aufgaben im Bereich der Energieversorgung wurden fast ausschließlich bei der Standortbewertung von geplanten Kraftwerksanlagen sowie bei der Abstimmung von Trassenführungen von Transportleitungen gesehen. Als Musterbeispiel kann der in Baden-Württemberg aufgestellte „Fachliche Entwicklungsplan Kraftwerksstandorte“ (Verordnung der Landesregierung Baden-Württemberg von 1985) gelten, der Ende der 80er-Jahre aufgehoben wurde.

Mit der so genannten Ölkrise Anfang der 70er-Jahre traten erstmals die Fragen des sparsamen Umgangs mit der Energie in den Vordergrund. Die aus dieser Situation hervorgegangenen neueren informellen Ansätze der Energiediskussion forderten die Berücksichtigung des erkannten Zusammenhangs zwischen Siedlungsstruktur und Energieversorgung und nahmen damit die Hochbau-, Regional- und Bauleitplanung in die Pflicht, sich intensiver mit den Möglichkeiten der rationellen Energieversorgung und Energieverwendung zu beschäftigen. Stichworte dazu waren die „integrierten Energieversorgungskonzepte“ (siehe BfLR 1981, ARL 1986, Lutter 1986 etc.). Sie sind Indikatoren dafür, dass die Energiewirtschaft die rein fachliche Ebene verlassen hatte und in das gesellschaftspolitische Bewusstsein Eingang fand.

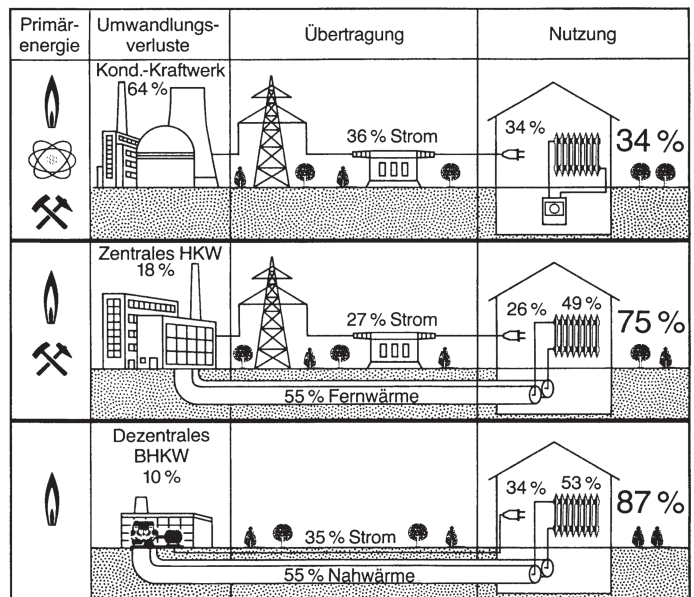
Man stellte fest, dass die Notwendigkeit bestand, energiepolitische Fragestellungen nicht singulär, sondern im Zusammenwirken von Ökologie, Ökonomie, Gesellschaft und Staat zu behandeln. So wurde die Energieversorgung zu einem Paradebeispiel integrierter Analyse- und Planungsmethoden. Diese integrierten Analysen deckten eine Vielzahl von Schwachstellen, aber auch Potenzialen im System der Energieversorgung auf.

Beispielhaft sind zu nennen:

- der Zusammenhang zwischen Siedlungsstruktur und Wärmebedarf
- die Abhängigkeit der Gas- und Fernwärmeversorgung von der Siedlungsdichte
- die ökonomischen Nischen für Blockheizkraftwerke (z. B. Hallenbäder, Krankenhäuser etc.)
- die Chancen der A-Gemeinden mit ihren Querverbundunternehmen
- die geringe Energieeffizienz konventioneller Großkraftwerke
- die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung
- die Ansätze dezentraler Versorgungssysteme etc.

Im Kern stand der geringe Gesamtwirkungsgrad der thermischen Großkraftwerke im Vergleich zu dezentralen Blockheizkraftwerken, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

Abb. 1: Energieflüsse verschiedener Kraftwerkstypen



Quelle: ASUA 1992, S. 2

Die Nutzung der (Ab-)Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung erfordert eine Betrachtungsweise, die über den reinen Stromsektor hinausgeht.

Für eine solche fachübergreifende Problemsicht wurden als Instrumente die bereits mehrfach genannten „integrierten Energieversorgungskonzepte“ angeführt. Für eine Reihe von Kommunen und Regionen wurden entsprechende Arbeiten beispielhaft durchgeführt. Bekannt sind die Arbeiten z. B. für Saarbrücken, Kassel, Heidenheim, Alpirsbach, Rottweil und Oberpfalz Nord (siehe Spreer 1982). Sie unterschieden sich z. T. erheblich voneinander und eine direkte Vergleichbarkeit war nicht gegeben.

Gemeinsam war ihnen der Ansatz, durch möglichst exakte Analysen der Energieströme (insbesondere des Wärmeverbrauchs), der bestehenden Energieversorgungsstruktur (Energieträger, Organisation der Energieversorgung) und der energierelevanten Siedlungsstruktur, die Grundlagen der Energieversorgung für eine weiterführende integrierte Betrachtung offenzulegen. Dies erforderte in der Regel bereits einen hohen methodischen Aufwand und zeitintensive Analysearbeit, da die notwendigen Daten nicht direkt zugänglich sind (Lücken in der Erhebung, Datenschutz etc.). Ziel dieser Ausgangsanalysen war die Erarbeitung von Wärmeatlanten (siehe Dockendorff et al. 1981, Roth 1982), aus denen die Wärmedichte (der Wärmeverbrauch) in Abhängigkeit von der Siedlungs- bzw. Bebauungsstruktur (siehe Roth 1985) hervorgeht. Gleichzeitig sollten dadurch auch potenzielle Abwärmequellen sichtbar gemacht werden. Es ging dabei jedoch nicht ausschließlich um die Wärme. Vielmehr wurde der Versuch unternommen, die Potenziale für die dezentrale Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen zu ermitteln.

Auf der Grundlage solcher Wärmeatlanten erfolgte vielfach die Abgrenzung von einzelnen Versorgungsgebieten für Gas- oder Sammelheizungsanlagen. Schließlich enthalten sehr konkrete Studien Empfehlungen für den Ausbau von zentralen oder dezentralen Fern- bzw. Nahwärmeversorgungsnetzen durch (Block-)Heizkraftwerke, die räumlich den analysierten Großabnehmern von Wärme (wie z. B. beheizte Schwimmbäder, Schulen, Verwaltungsgebäuden, Gärtnereien) oder Abwärmeproduzenten (Industrie- und Gewerbegebiete mit hohem Prozesswärmebedarf, Sammelkläranlagen) zugeordnet wurden.

Die Empfehlungen hatten jedoch keine rechtlich bindende Wirkung. Die Erarbeitung integrierter Energieversorgungskonzepte erfolgte außerhalb formaler Planungs- und Verwaltungsverfahren. Es gab dafür keine Verpflichtung. Sie wurden deshalb auch nicht formal verbindlich. Trotzdem entfalteten sie eine gewisse Eigenbindung zur Verpflichtung der beteiligten oder betroffenen Gemeinden und der kommunalen Versorgungsunternehmen. Ihre direkte Wirkung auf die Bürger entfalteten sie, wenn auf ihrer Grundlage im Bebauungsplan die Lagerung fester oder flüssiger Brennstoffe verboten wurde. Damit sollte der rechtlich umstrittene „Anschlusszwang“ an das Gas- oder Fernwärmenetz umgangen werden.

Im Nachhinein betrachtet, gehörte die Erarbeitung solcher „integrierter Energieversorgungskonzepte“ auf kommunalen und regionalen Ebenen zu den ersten „informellen“ Planungsverfahren. Sie sind aus der Erkenntnis entstanden, dass man allein durch die Optimierung der Technik der Stromerzeugung und -verteilung die Probleme der Energieversorgung nur marginal verändern kann.

Die „integrierten Energieversorgungskonzepte“ erforderten und ermöglichten eine sehr viel breitere Problemsicht und führten in Ansätzen zum Umbau der Energieversorgung hin zu dezentralen Versorgungssystemen. Gleichzeitig eröffneten diese dezentralen Versorgungskonzepte einen breiten Ansatz für eine kommunale Klimaschutzpolitik.

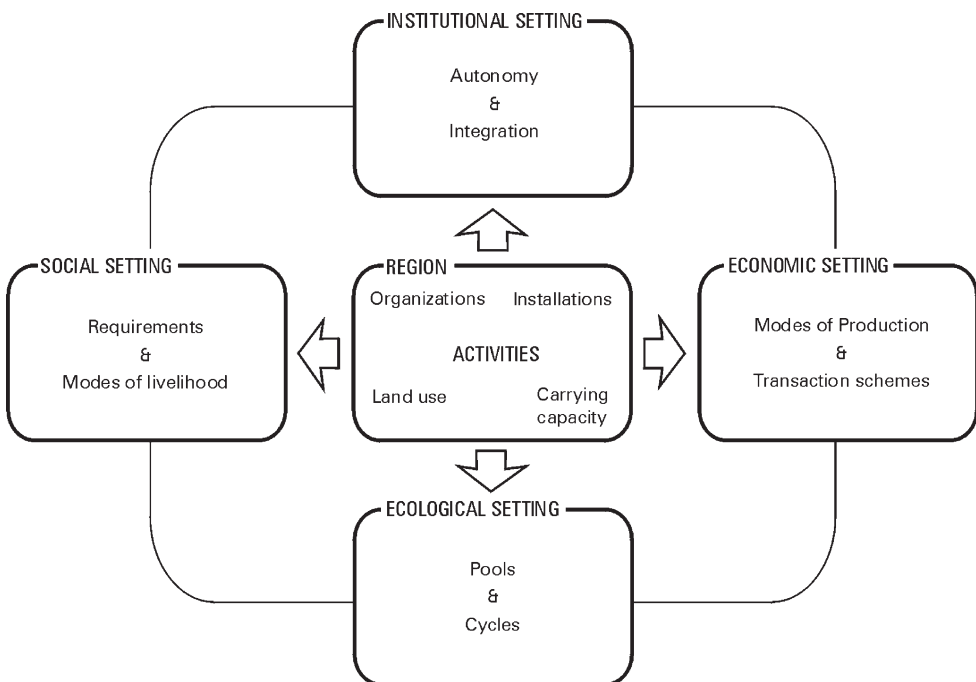
Zu einem großen Teil gingen die entsprechenden Aktivitäten von den kommunalen Versorgungsunternehmen aus. Es formierten sich aber auch unabhängige, von Bürgerinitiativen angestoßene Agenda-Arbeitsgruppen, die sich der rationellen Energieverwendung und dem Klimaschutz widmeten (siehe z. B. Arbeitskreis Klima und Energie Metzingen).

Bundesweit haben sich „Solarmessen“, „Solartage“ und ähnliche mit Ausstellungen gekoppelte Vortragsveranstaltungen etabliert, so z. B. die Solarmesse in Freiburg, die Holzmesse in Nürnberg, die Messe für regenerative Energien in Böblingen u. v. a. mehr, die regelmäßig stattfinden.

2.2 Die Raumwirksamkeit der „integrierten Versorgungskonzepte“

Bei der Erarbeitung der „integrierten Versorgungskonzepte“ auf kommunaler und regionaler Ebene wurde deutlich, wie sich die verschiedenen fachlichen Ebenen gegenseitig bedingen, fördern, aber auch behindern können. Das folgende Schaubild zeigt die Zusammenhänge beispielhaft:

Abb. 2: Wirkungsgefüge einer Region



Regions are territorially demarcated systems defining uniform areal boundaries for a variety of settings which are (a) dominated by specific principles and (b) interconnected through particular relations.

- This peculiarity of a region results from the inherent characteristics of the
- ecological setting, determining type and size of the resource endowment and hence the regional carrying capacity;
 - social setting as the framework for the interplay of culture-dependent requirements and established modes of livelihood;
 - economic setting, reflecting the prevailing modes of production and transaction schemes;
 - institutional setting, representing the situation between the polarities of full autonomy and complete integration into centralized administrative formations.

The result deriving from the simultaneous working of the multiplicity of interactions find their material expression in the pattern of land use, the configuration of technical installations, the constellation of organizations, the size, composition, and dispersion of the regional population, and the variety of activities performed.

Quelle: Heidemann 1990, S. 56

Auf die klassische Regionalplanung übertragen, erkennt man, wie die verschiedenen Argumentationsketten zusammenlaufen: die ökologischen Forderungen nach Emissionsminderung, Reduzierung der Flächeninanspruchnahme und damit Freiraumsicherung ergänzen sich mit der Forderung nach Reduzierung des Individualverkehrs durch Förderung liniengebundener öffentlicher Nahverkehrssysteme.

Ebenso wie ein möglichst effizienter ÖPNV benötigen rohrleitungsgebundene Energieversorgungssysteme eine hohe Siedlungsdichte entlang der Leitungen. Die Stichworte sind: hohe Wärmebedarfsdichte und damit hohe Abnehmerdichte bei der Energieversorgung und hohe Benutzerdichte um die Haltepunkte des ÖPNV (siehe Gust 1998).

Die regionalplanerische Antwort auf diese Rahmenbedingungen ist die Konzentration der Siedlungstätigkeit und Schwerpunkort entlang von Nahverkehrs-/Siedlungsachsen, verkürzt: das punkt-axiale Siedlungskonzept der Regionalplanung.

Diese Zusammenhänge wurden unter den Bedingungen vor der Liberalisierung der Energiemärkte erarbeitet, wo im Schutz der Monopole dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung und der Ausbau des Gasversorgungsnetzes Hand in Hand vorgenommen werden konnten. Es ist zu prüfen, welche Möglichkeiten im Zuge der Liberalisierung Fortbestand haben und ob neue Möglichkeiten gefunden werden können.

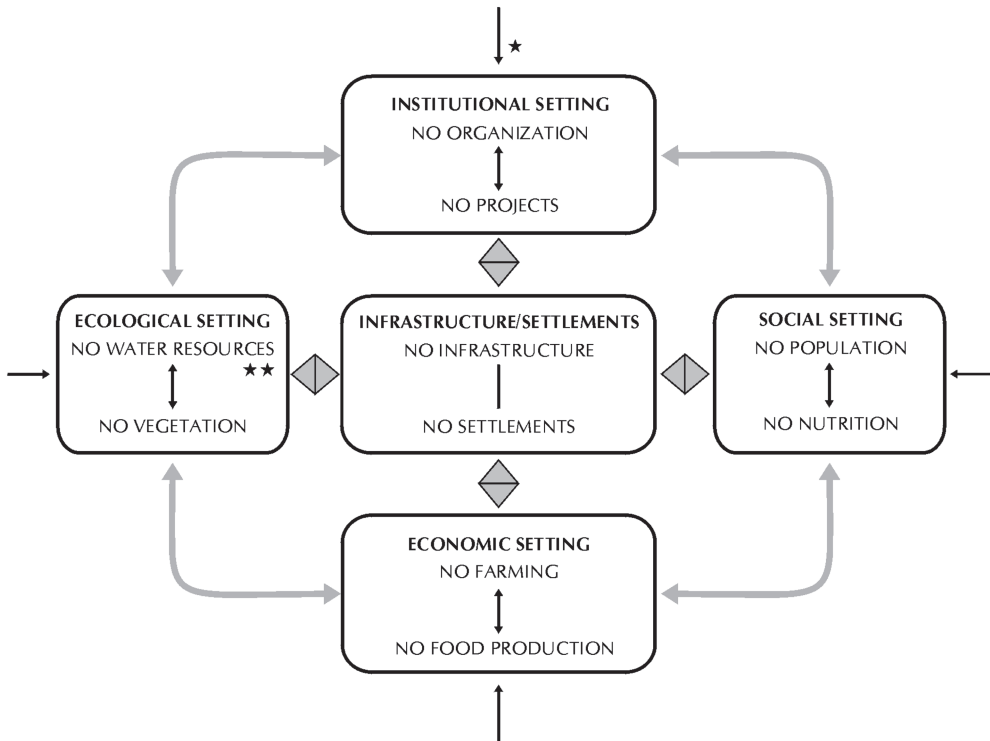
3 Die Liberalisierung

Am 19. April 1998 trat das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft. Vorausgegangen war die Kommissionsrichtlinie der EU vom 19. Dezember 1996 (siehe Beitrag von Schneider; Prater i. d. Band). Hintergrund war das Bestreben der EU, Wettbewerbshemmnisse in allen Sparten öffentlichen und privaten Handelns abzubauen. Selbstverständlich waren der EU-Wettbewerbskommission die monopolistischen Strukturen im Strom- und Gasmarkt ein besonders wichtiger Gegenstand. Nicht nur die abgeschotteten Märkte im Monopol, sondern auch die Quersubventionierung der Sparten in kommunalen Unternehmen widersprachen den Regeln des freien Wettbewerbs.

Das oben bereits verwendete Schaubild zeigt auf, wie die verschiedenen Ebenen (Settings) miteinander in Verbindung stehen. Abstrahiert kann man sie als Definition einer Region als abgegrenzte räumliche Einheit bezeichnen. Das nachfolgende Beispiel einer Wüstenregion zeigt die Zusammenhänge exemplarisch auf.

Es zeigt auch, dass sich das System insgesamt ändert, wenn sich ein Input nur in einem der Settings vollzieht. Im Fall der Liberalisierung der Stromversorgung hat der Input im „Institutional Setting“ stattgefunden. In der Folge hat sich der ökonomische Rahmen verändert und es zeigten sich auch indirekte Wirkungen auf den ökologischen und auf den sozialen Rahmen, wie im Folgenden dargestellt wird.

Abb. 3: A region in the desert: simplified example of the dependences of regional settings



★ Any input or change within a specific setting will influence the components of the other settings.

★★ You can replace water by any other natural resource; instead of 'no' you can fill in 'more' or 'less'.

Quelle: Gust 2002: 207

4 Die Auswirkung der Liberalisierung auf die integrierten Steuerungsansätze der Raumplanung

Auf der Grundlage des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wurden die bisherigen Gebietsmonopole aufgehoben. Damit hat jeder Kunde die Möglichkeit, den Stromanbieter frei zu wählen. Umgekehrt steht es jedem Anbieter offen, ob und wie weit er seinen Markt ausdehnt. Damit wird die Bindung zwischen örtlichen Versorgungsunternehmen und Kunden aufgehoben. Die Stromversorgung wurde „enträumlicht“ (siehe Beitrag von Monstadt i. d. Band). Gleichzeitig reduziert sich das Interesse aller Anbieter auf den reinen Strompreis. Die Nutzung der Wärme, die bei der Stromerzeugung anfällt, spielt auf dem freien Strommarkt keine Rolle mehr.

Der Wegfall der Gebietsmonopole gab Anlass zur Vermutung, dass es einen Konzentrationsprozess bei den Energieversorgungsunternehmen geben werde. Vor allem den kleineren Stadt- und Gemeindewerken wurde vorausgesagt, dass sie keine Überlebenschance

im offenen Konkurrenzkampf mit den großen EVU haben werden. Die Stadt- und Gemeindewerke reagierten unterschiedlich. Viele gaben ihre Selbständigkeit auf und fusionierten mit einem „großen“ Partner (wie z. B. die Stadtwerke Reutlingen mit der EnBW).

Bei diesen meist kommunal getragenen Versorgungsunternehmen wurde der Querverbund aufgelöst. Koppelungsgeschäfte zwischen Strom, Wasser, Gas und öffentlichem Verkehr wurden damit unterbunden, was sicherlich in der Absicht der Liberalisierung lag. Gleichzeitig verloren jedoch die kommunalen Gremien den Einfluss auf die Stromversorgung. Auch wird ein kommunales Engagement im Klimabündnis dadurch erschwert. Kommunalpolitische Impulse können kaum mehr umgesetzt werden.

Andere Stadt- und Gemeindewerke bildeten Stromeinkaufsgemeinschaften, um damit auf dem offenen Markt eine Größe zu erreichen, die das Überleben sichert (wie z. B. eine Vielzahl von kleinen Stadt- und Gemeindewerken, die sich unter dem Dach der Stadtwerke Tübingen zur SüdWestStrom GmbH zusammengetan haben).

Sowohl die großen als auch die kleinen Energieversorgungsunternehmen verloren mit der Aufhebung ihrer Monopole die Planungssicherheit. Gekoppelt mit einem rapiden Rückgang der Strompreise führte dies dazu, dass der Ausbau neuer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen stagnierte. Auch vorhandene Anlagen gerieten unter Druck. Der Strom aus Windkraft, Kleinwasserkraftwerken und Photovoltaik hatte auf dem liberalisierten Markt nach 1998 ohne Interventionen ebenfalls keine Überlebenschancen.

Das „freie Spiel der Kräfte“ auf dem liberalisierten Strommarkt drohte zum Zusammenbruch der Strategien zum Klimabündnis zu führen, das eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 50 % bis 2010 vorsieht.

Aus umweltpolitischen Erwägungen heraus wurden deshalb im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) verabschiedet. Beide Gesetze regelten die erhöhte Einspeisevergütung in das Stromnetz. Insbesondere das EEG hatte und hat noch weitreichendere Auswirkungen. Die garantierten Einspeisevergütungen hatten einen regelrechten Boom bei Investitionen in Windkraft und Photovoltaik ausgelöst. Viele Stromkunden wurden mit ihren Photovoltaikanlagen zu Stromproduzenten. Solargemeinschaften bildeten sich. Zudem wurden im neuen Bau- und Raumordnungsgesetz des Bundes aus dem Jahr 1998 Windenergieanlagen im Außenbereich privilegiert, d. h. sie sind – ebenso wie landwirtschaftliche Gebäude – im Außenbereich auch ohne Bebauungsplan zulässig. Ohne diese Gesetze wäre das politische Ziel, nämlich der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und die Nutzung regenerativer Energien durch die Liberalisierung, konterkariert worden. Zusammen mit der progressiven Öko-Steuer führten die Ausgleichs-abgaben dazu, dass der Rückgang der Strompreise nur von kurzer Dauer war. Schon im Jahr 2003 lagen sie über denen von 1998.

Mit Verweis auf die riesigen Windparks in Küstennähe wuchs jedoch auch der Widerstand gegen die Windkraftanlagen – vor allem im Binnenland. Dort werden neue Windenergieanlagen überwiegend restriktiv behandelt. Gleiches gilt für großflächige Photovoltaikanlagen im Außenbereich. Langfristig werden größere Beiträge zur Stromversorgung von „offshore“-Windparks erwartet. Die ersten Planungsverfahren sind bereits angelaufen (siehe Beitrag von Förster i. d. Band).

Die Raumwirksamkeit solcher Anlagen ist offensichtlich (siehe Beitrag von Fromme i. d. Band). Die Raumplanung ist daher mit ihrer klassischen Aufgabe der Koordination von Nutzungsansprüchen an den Raum gefordert. Sie hat konkurrierende Nutzungsansprüche abzuwägen, Standorte und Trassen zu bewerten und festzulegen. Dort, wo Fehlentwicklungen bei Windkraftanlagen zu erkennen sind, ist eine nachträgliche Steuerung möglich, wenn die Anlagen erneuert (repowered) werden.

Schließlich aber ist die Förderung alternativer Stromerzeugung Teil der Energiepolitik der rot-grünen Bundesregierung, die den schrittweisen Ausstieg aus der Atomenergie bis zum Jahr 2020 beschlossen hat. Auf die nachfolgenden Regellaufzeiten hat man sich einvernehmlich verständigt:

Tab. 1: Regellaufzeiten der deutschen Atomkraftwerke

AKW	Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebs	Ende der Regellaufzeit	Reststrommenge ab 01.01.2000 (TWh netto)
Obrigheim	01.04.1969	31.12.2002	8,70
Stade*	19.05.1972	19.05.2004	23,18
Biblis A	26.02.1975	26.02.2007	62,00
Neckarwestheim 1	01.12.1976	01.12.2008	57,35
Biblis B	31.01.1977	31.01.2009	81,46
Brunsbüttel	09.02.1977	09.02.2009	47,67
Isar 1	21.03.1979	21.03.2011	78,35
Unterweser	06.09.1979	06.09.2011	117,98
Philippsburg 1	26.03.1980	26.03.2012	87,14
Grafenrheinfeld	17.06.1982	17.06.2014	150,03
Krümmel	28.03.1984	28.03.2016	158,22
Grundremmingen B	19.07.1984	19.07.2026	160,92
Philippsburg 2	18.04.1985	18.04.2017	198,61
Grohnde	01.02.1985	01.02.2017	200,90
Grundremmingen C	18.01.1985	18.01.2017	168,35
Brokdorf	22.12.1986	22.12.2018	217,88
Isar 2	09.04.1988	09.04.2020	231,21
Emsland	20.06.1988	20.06.2020	230,07
Neckarwestheim 2	15.04.1989	15.04.2021	236,04
Mühlheim-Kärlich	Seit 1988 nicht in Betrieb; Stilllegung vereinbart		107,25

*vorzeitige Stilllegung angekündigt

Quelle: nach BMU 2000: VI, XI, zitiert nach Monstadt 2002

Daraus und aus dem Alter der bestehenden Kohlekraftwerke resultiert, dass in den nächsten Jahrzehnten fast der gesamte Park an Großkraftwerken erneuert werden muss. Es ist die Frage, ob dies an vorhandenen Standorten geschehen kann oder soll oder ob neue Kraftwerksstandorte benötigt werden (siehe Beitrag von Tietz i. d. Band).

In dem Beitrag von Wagner (s. oben) wird deutlich, dass der Strompreis im Wesentlichen von den Durchleitungsgebühren bestimmt wird. Es müsste deshalb das Bestreben der Energieversorger sein, eine räumlich möglichst ausgeglichene Einspeisestruktur zu entwickeln, um die Durchleitungsentfernungen zu minimieren.

Zugleich ist festzustellen, dass der Stromimport und die Einspeisung von Strom aus Offshore-Windenergieanlagen neue Netzstrukturen erfordern (vgl. DENA 2005). Es ist zu beobachten, dass sich neben neuen Stromhändlern auch unabhängige Stromerzeuger (sog. Independent Power Producer, IPP) mit hocheffizienten Gaskraftwerken auf dem Strommarkt etablieren. Deren Standorte sind einerseits auf vorhandene Kapazitäten in Gasfernleitungen ausgerichtet, andererseits sind sie an einzelnen Großabnehmern orientiert, die sie direkt versorgen. Ob sie in ein optimiertes Schema von Kraftwerksstandorten passen, ist nicht geklärt.

Vielfach wird daher über die reine Standortplanung hinaus eine nationale Gesamtplanung für die Stromerzeugung und die Stromverteilung gefordert. Eine solche nationale Vorsorgeplanung, die auch die internationalen Verflechtungen berücksichtigen muss, kann von der Raumplanung nicht geleistet werden. Sie muss von der Stromindustrie (ähnlich wie die DENA-Studie über den Netzausbau) unter Berücksichtigung raumplanerischer Vorgaben erarbeitet werden.

5 Fazit

Ein neuer, weiter gehender Ansatz der informellen integrierten Entwicklungsplanung, so wie er mit den „integrierten Energieversorgungskonzepten“ in den 80er- und frühen 90er-Jahren des letzten Jahrhunderts entwickelt und teilweise auch angewandt wurde, ist durch die Liberalisierung der Stromwirtschaft zunächst zurückgedrängt worden. Viele Stadt- und Gemeindewerke bedauern dies.

Die Erfahrung lehrt allerdings, dass neue gesetzliche Regelungen auch neue Spielräume für innovative Regelungen schaffen. Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich Nischen für informelle Planungsprozesse auf dem Markt auftun, die den regenerativen Energien und dem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung neue Chancen geben. Ein viel versprechender Ansatz ist evtl. die Einführung des Handels mit Energiederivaten. Aber auch die Einführung der Stromhandelsbörse bringt neue Impulse in den Energiemarkt. So ist z. B. zu beobachten, dass größere selbstständige Stadtwerke oder auch die in der SüdWestStrom GmbH zusammengeschlossenen kleineren Stadtwerke eigene Stromerzeugungskapazitäten anstreben, was zu Beginn der Liberalisierung als undenkbar galt.

Literatur

- Arbeitskreis Klima und Energie Metzingen (AKE) (2005): Potential Studie Erneuerbare Energien in Metzgingen. Metzgingen.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) (1992): Blockheizkraftwerke – Grundlagen. Hamburg.
- ARL (Hrsg.) (1986): Räumliche Energieversorgungskonzepte und Raumordnung. Eine Untersuchung über Aufgaben, institutionelle Zuordnung und Ausgestaltung. Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL, Band 162. Hannover.
- Bahr, W. (1982): Energieversorgungskonzepte für den Ländlichen Raum. In: Informationen zur Raumentwicklung. Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte, Heft 4/5 der Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung (BfLR), Bonn, S. 339-352.
- BfLR (Hrsg.) (1981): Grundsatzfragen örtlicher Energieversorgungskonzepte. Symposien, Arbeitspapiere der BfLR, Heft 1 „Mannheim-Seminar“, Bonn, S. 1-35.
- BfLR; Institut für Städtebau Berlin (Hrsg.) (1981): Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte – Teil der Entwicklungs- und Bauleitplanung. Mannheim-Seminar, Bonn.
- Breustedt, W.; Gust, D.; Purper, G. (1976): Ausgewählte Probleme der Sonnenenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Lizientatenarbeit am Institut für Regionalwissenschaft, Karlsruhe.
- Brulez, D.; Pilhar, R. (1982): Das integrierte Energieversorgungskonzept für Rülzheim, Projektarbeit am Institut für Regionalwissenschaft, Karlsruhe.
- Bundesverband Windenergie (2001): Mit einer grünen Anlage schwarze Zahlen schreiben. Osnabrück.
- Bundesverband Windenergie (2001): Neue Energie Heft Nr. 8/2001, Osnabrück.
- Czichon, G. (1993): Europas Energiepolitik steht auf dem kommunalen Prüfstand. Zu den Richtlinienentwürfen der Europäischen Gemeinschaft. In: Demokratische Gemeinde, 3/1993.
- DENA (2003): Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft. Berlin.
- Deutscher Städte- und Gemeindebund (Hrsg.) (1982): Energiepolitik – Herausforderung für die Gemeinden. Düsseldorf.
- Dockendorff, E.; Kieny, Ch.; Moshouris, G. (1981): Alternative Möglichkeiten zur rationellen Energieversorgung im Ländlichen Raum, untersucht am Beispiel des Raumes Südpfalz. Studienprojekt am Institut für Regionalwissenschaft, Universität Karlsruhe, Materialien Band 13, Karlsruhe.
- Eberhard, S.; Heide, R. (1980): Möglichkeiten der Dezentralisierung in der Strom- und Wärmeproduktion, unter besonderer Berücksichtigung des Ländlichen Raumes. In: IKO – Innere Kolonisation – Land und Gemeinde, 29.
- Europäische Kommission (1992): Richtlinienvorschläge für die Vollendung des Binnenmarktes für Elektrizität und Gas, 22.01.1992.
- Förster, G. (2000): Szenarien einer Liberalisierten Stromversorgung. In: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg (Hrsg.), Pilotstudie Nr. 180, Stuttgart.
- Fürböck, M. (1986): Spezifische Ausgangssituation von Klein- und Mittelstädten bei der Energieversorgung. In: Seminare, Symposien, Arbeitspapiere der BfLR (Hrsg.), Heft 24, „Süßen-Seminar“ – Probleme und Handlungsmöglichkeiten bei der Energieversorgung von Klein- und Mittelstädten. S. 11-24, Bonn.
- Gust, D. (1977): Ein Schema zur anwendungsbezogenen Verarbeitung der Informationen über die Sonnenenergienutzung. In: Tagungsbericht zum 1. Deutschen Sonnenforum, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, München.
- Gust, D. (1982): Die Energieversorgung im Schnittfeld der Koordinationsaufgaben der Regionalplanung im Ländlichen Raum. In: Seminarberichte 1982 des Instituts für Städtebau und Landesplanung der Universität Karlsruhe (Hrsg.), S. 245-277.

- Gust, D. (1983): Integrierte örtliche Energieversorgung und Ortsentwicklung der Gemeinde Rülzheim. Rülzheim.
- Gust, D. (1998): Erfordernisse und Möglichkeiten zur Neuorientierung der Regionalplanung, Mössingen.
- Gust, D. (2002): Ist die Zukunft planbar? 2. Auflage, Mössingen.
- Heidemann, C. (1990): IfR Diskussionspapier Nr. 16, Institut für Regionalwissenschaften der Universität Karlsruhe (Hrsg.). Karlsruhe.
- Heilemann, U., Hillebrand, B. (2001): Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte – Erweiterungen und erste Ergebnisse. In: Rwi-Papiere, Nr. 73. Essen.
- Hein, K. (1985): Einführung in die BHKW-Technologie. In: Tagungshandbuch Nahwärme des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik (Hrsg.). Frankfurt, S. 1-10.
- Hein, K. (1980): Wärmeversorgung im Ländlichen Raum. In: IKO – Innere Kolonisation – Land und Gemeinde, 29, S. 16-20.
- Landesregierung Baden-Württemberg: Verordnung über die Verbindlichkeitserklärung des Fachlichen Entwicklungsplans „Kraftwerkstandorte“ vom 09.12.1985, GBl. 1985, S. 566 ff.
- Lutter, H. (1986): Neue Entwicklungen in der örtlichen und regionalen Energieversorgungsplanung. In: Raumforschung und Raumordnung, Heft 1, 44. Jahrgang, Hannover, S. 25-38.
- Monstadt, J. (2000): Die deutsche Energiepolitik zwischen Klimavorsorge und Liberalisierung, räumliche Perspektiven des Wandels. Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL) (Hrsg.): Arbeitsmaterial der ARL Nr. 271. Hannover.
- Monstadt, J. (2003): Netzgebundene Infrastrukturen unter Veränderungsdruck – Sektoranalyse Stromversorgung. Forschungsverbund netWORKS (Hrsg.), Heft 5, Berlin.
- Pilhar, R.; Brulez, D. (1982): Integriertes örtliches Energieversorgungskonzept für Rülzheim (Region Rheinpfalz). Institut für Regionalwissenschaft, Karlsruhe.
- Regionalverband Neckar-Alb (1989): Blockheizkraftwerke in der Region Neckar-Alb. Materialien (Bearbeiter: Gust, D.; Häusser, T.). Tübingen.
- Regionalverband Neckar-Alb (1996): Grundlagen zur Beurteilung von Standorten für Windenergieanlagen in der Region Neckar-Alb. Materialien (Bearbeiter: Jaeschke, H.; Sieber). Mössingen.
- Regionalverband Neckar-Alb (1989): Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb. Forschungsbericht Teil I, Institut für Kernenergetik und Energiesysteme der Universität Stuttgart (IKE), Kurzfassung: Regionalverband Neckar-Alb, Materialien. Tübingen.
- Regionalverband Neckar-Alb (1991): Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb. Forschungsbericht Teil II – Durchführbarkeitsstudien, Büro für Planung und Ingenieurtechnik Darmstadt (BPI), Kurzfassung: Regionalverband Neckar-Alb, Materialien. Tübingen.
- Regionalverband Neckar-Alb (1994): Wasserkraftnutzung in der Region Neckar-Alb – Bestandsaufnahme und Potentialermittlung. Materialien (Bearbeiter: Krämer, C.; Friese, H.). Mössingen.
- Roth, U. (1980): Welche Energieversorgungssysteme passen zu welchen Räumen im Bundesgebiet? Zur Abstimmung energiepolitischer mit raumordnerischen Zielen und Maßnahmen in Stadtregionen und im Ländlichen Raum. In: IKO – Innere Kolonisation – Land und Gemeinde, 29, S. 11-15.
- Schade, D. (1995): Energiebedarf, Energiebereitstellung, Energienutzung. Springer-Verlag, Berlin.
- Scheele, U.; Kühl, T. (2003): Netzgebundene Infrastrukturen unter Veränderungsdruck – Sektoranalyse Telekommunikation. Forschungsverbund netWORKS (Hrsg.), Heft 4. Berlin.
- Scholz, R.; Langer, S. (1992): Europäischer Binnenmarkt und Energiepolitik. Berlin.
- Spreer, F. (1982): Voraussetzungen und Konsequenzen regionaler Energieversorgungskonzepte für den ländlichen Raum. In: Seminare, Symposien, Arbeitspapiere der BfLR, Bonn, Heft 4, S. 327-344.
- Spreer, F. (1982): Zukünftige Energieversorgung im ländlichen Raum. Bericht über ein Energiesymposium in Vohenstrauß/Oberpfalz vom 15. bis 18. März 1982. In: Der Landkreis, Nr. 5, S. 205-209.

- Thomas, C. (1992): „Auf der Suche nach dem ganzheitlichen Augenblick“. Der Aspekt Ganzheit in den Wissenschaften. In: Züricher Hochschulforum, Band 19. Zürich.
- Vitzthum, W. Graf (1986): Der Fachliche Entwicklungsplan „Kraftwerksstandorte“ von 1985 aus landesplanungs- und kommunalverfassungsrechtlicher Sicht, Rechtsgutachten der Stadt Reutlingen. Tübingen.
- Voß, A. (Hrsg) (1987): Perspektiven der Energieversorgung. Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung. Stuttgart.
- Zimmer, W. (1982): Die Rolle der Regional- und Landesplanung bei Energieversorgungskonzepten. In: Seminare, Symposien, Arbeitspapiere der BfLR, Heft 4, Bonn, S. 317-326.

Dieter Gust, Ulrich Fahl

Raumpolitischer Steuerungsbedarf und Schlussfolgerungen für raumpolitisches Handeln

Empfehlungen des Arbeitskreises

Gliederung

- 1 Einführung
- 2 Gesellschaftliche, ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen
- 3 Planungsansätze zur Entwicklung der Stromwirtschaft in der Zukunft, Technik und Mengengerüst
- 4 Ordnungsrahmen und organisatorische Rahmenbedingungen
- 5 Fazit

1 Einführung

Das Präsidium der ARL hat im Jahr 2001 einen Arbeitskreis unter dem Thema „Räumliche Aspekte neuer Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“ eingerichtet. Die berufenen Mitglieder dieses Arbeitskreises beschlossen, sich auf die Stromwirtschaft zu beschränken.

Der Arbeitskreis hat sich dem Thema aus drei Richtungen genähert, die auch die Gliederung der Veröffentlichung widerspiegeln. Zunächst wurden die Ziele und Probleme der Liberalisierung und Privatisierung der öffentlichen Infrastruktur behandelt. Dabei ging es um die gesellschaftlichen, volkswirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Der zweite Ansatz hatte die technischen Rahmenbedingungen des Atomausstiegs auf den liberalisierten Markt zum Gegenstand. Es ging um die Definition eines Mengengerüsts zum Strombedarf und damit um den Bedarf an Trassen und Standorten für Energieanlagen. Im dritten Ansatz ging es um die Veränderung der organisatorischen Rahmenbedingungen, hervorgerufen durch die Auflösung der Monopole. Die durch die Öffnung der Märkte entstandenen neuen bzw. in ihren Wirkungsmöglichkeiten veränderten Organisationen und ihr Einfluss auf raumplanerische Handlungsmöglichkeiten waren Gegenstand dieses Ansatzes.

Die wesentlichen Ergebnisse der beschriebenen Ansätze werden in diesem vierten Abschnitt zusammengefasst. Es geht dabei um den Versuch, den Handlungsbedarf und die Handlungsansätze, evtl. auch den weiteren Forschungs- bzw. Analysebedarf zusammenfassend darzustellen.

2 Gesellschaftliche, ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen

Großtechnische Infrastruktursysteme, zu denen neben Telekommunikation, Transportsystemen, Wasserver- und Abwasserentsorgung auch die Energieversorgung gehört, befinden sich in einem rasanten Wandel. In dem Beitrag von Monstadt werden die gemeinsamen Merkmale großtechnischer Systeme beschrieben. Besonderes Augenmerk gilt ihrem Wandel infolge der Einführung von Wettbewerb, der Privatisierung, der ökologischen Modernisierung und aufgrund technischer Innovationen. Es wird aufgezeigt, dass es in allen technischen Infrastruktursystemen zu einer markanten räumlichen Restrukturierung kommt. Traditionelle Rahmenbedingungen, wie Territorialbindung, kommunale oder staatliche Einflussmöglichkeiten gehen zunehmend verloren. Die räumlichen Auswirkungen verstärken sich durch die Summeneffekte, die sich aus den Veränderungen in verschiedenen Infrastruktursystemen ergeben. Dem steht keine entsprechende Forschungstätigkeit gegenüber. Es sind raum- und sektorvergleichende Studien zum Wandel der Infrastrukturversorgung notwendig. Solche Forschungsthemen sind z. B.:

- Internationalisierung und Europäisierung vs. Regionalisierung von Infrastrukturunternehmen
- räumliche Differenzierung der Infrastrukturversorgung vs. Wettbewerbsfähigkeit von Regionen
- Reorganisation der Infrastrukturversorgung vs. Abbau räumlicher Disparitäten

Mit der Privatisierung, Liberalisierung und Deregulierung netzgebundener Infrastruktursysteme befasst sich auch der Beitrag von Scheele. Er beschreibt die Privatisierung und Liberalisierung der Infrastruktursektoren als einen Paradigmenwechsel. Die bisherigen Ergebnisse dieser Reformprozesse sind gemischt. Die anfänglich stark ideologisch geprägte Debatte über das Verhältnis von Markt und Staat hat sich gelegt bzw. zu der Frage einer adäquaten Form staatlicher Interventionen gewandelt. Die neuen Regulierungsinstrumente haben zwar starke Effizienzreize ausgelöst, gleichzeitig wird langfristig der Verlust an Versorgungssicherheit befürchtet. Abzuwarten bleibt, ob sich die Elektrizitätswirtschaft auf die neuen Voraussetzungen einstellen kann: Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit – Umweltverträglichkeit. Wie ein neues Paradigma aussehen könnte, bleibt noch unklar. Auf jeden Fall besteht die Forderung nach mehr Klarheit, Stringenz und Verlässlichkeit in der staatlichen Politik.

Eine wettbewerbsökonomische Perspektive staatlicher Infrastrukturpolitik nach einer Marktöffnung beschreibt Weiß in seinem Beitrag. Er geht von der These aus, dass es auch nach einer Marktöffnung noch netzspezifische, ökonomische Probleme gibt, die ohne staatliche Einflussnahme nicht hinreichend gelöst werden können. Er kommt zu dem Ergebnis, dass es schädlich bzw. ineffizient ist, zu intervenieren, ohne vorher die ökonomischen Bottlenecks des jeweiligen Infrastruktursystems analysiert zu haben. Seine Handlungsempfehlung: Im Falle einer aus politischen Gründen als notwendig erachteten Subventionierung, z. B. mit dem Ziel gleichwertiger Lebensverhältnisse im Raum, sollte konsequent dem Bestellerprinzip gefolgt werden. Die Erfahrungen in den Netzsektoren deuten darauf hin, dass das Bestellerprinzip nicht nur zu einem stärkeren Kostenbewusstsein der politischen Entscheidungsträger führt, sondern dass auch die mit den Bestellungen verfolgten Ziele selbst unter Legitimationsdruck geraten. Der Wettbewerb verändert nicht nur die relevanten Knapp-

heiten, er macht sie auch transparenter und bewusster. Diese Erfahrungen im Netzkontext könnten generell für die Neuformulierung raumorientierter Politiken von Nutzen sein, denn hier scheinen sich Entwicklungstendenzen abzuzeichnen, die in eine ganz ähnliche Richtung weisen.

Den rechtlichen Rahmen der Liberalisierung und Privatisierung der Energieversorgung beleuchten Schneider, Prater in ihrem Beitrag am Beispiel des europäischen und deutschen Energierechts. Die in ihrem Beitrag dargestellte Veränderung des Ordnungsrahmens hat zum Ziel, eine weiter gehende tatsächliche Marktöffnung zu erreichen. Ein zentraler Aspekt ist dabei die stärkere Entflechtung der Unternehmen, was v. a. für kommunale Versorgungsunternehmen und daher aus kommunalpolitischer Sicht kritisch ist.

Besondere Betonung findet im neuen Ordnungsrahmen die Energieeffizienz und Versorgungssicherheit. Hierbei handelt es sich um besonders raumbedeutsame Aspekte mit Koordinierungsbedarf zur klassischen Raumplanung. Dies gilt insbesondere für den ebenfalls in den Bereich der Versorgungssicherheit fallenden Infrastrukturausbau im Rahmen der Trans-europäischen Netze.

In europäischer Perspektive zeichnet sich im Energiesektor die Entwicklung eines vertikalen und horizontalen Regulierungsverbundes ab, da eine zunehmende Verkopplung der nationalen und der europäischen Ebene sowie zwischen den Mitgliedstaaten stattfindet. Sowohl die sich daraus ergebende räumliche Erweiterung als auch das Hinzutreten neuer Marktakteure führt zu einer erheblichen Erweiterung des energierechtlichen Zielkanons. Diese Entwicklung sorgt für eine allmähliche Transnationalisierung der Definition öffentlicher Interessen oder kurz gesagt zu einer Europäisierung des – nicht zuletzt raumbedeutsamen – Gemeinwohls.

Regulierungstheoretisch ist der Versuch der Regierung, auf normativer Ebene weitestgehende Rechtssicherheit zu schaffen, als zweifelhaft einzustufen. Angesichts der dynamischen Entwicklung der Strommarktliberalisierung sollte der notwendige Flexibilitätsbedarf nicht missachtet werden.

3 Planungsansätze zur Entwicklung der Stromwirtschaft in der Zukunft, Technik und Mengengerüst

Die Energie- und Umweltpolitik formuliert für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung Ziele, die zum Teil in einem erheblichen Spannungsverhältnis zueinander stehen. Bei der räumlich konkreten Umsetzung energie- und umweltpolitischer Konzepte sind außerdem Ziele der Raumordnung und Landesplanung zu beachten, die ihrerseits wiederum von der Energie- und Umweltpolitik beeinflusst werden, zum großen Teil jedoch ihrer eigenen Logik und ihrem eigenen Wertesystem unterworfen sind. Das Interesse der Energiepolitik ist eher auf die Gestaltung des gesamten Versorgungssystems gerichtet, während die Raumplanung ebenso wie die Regionalpolitik das einzelne Systemelement in seinem regionalen bzw. lokalen Wirkungszusammenhang im Blickfeld hat. Diese unterschiedlichen Sichtweisen dürfen einer Abstimmung auf der Ziel- und Handlungsebene nicht im Wege stehen.

Die komplexen Fragestellungen der Energie- und Umweltpolitik erfordern den Einsatz adäquater, entscheidungsunterstützender Methoden und Verfahren, da die langen Zeithori-

zonte, die hohen Investitionen und die vielfältigen Verflechtungen mit anderen Bereichen zu schwer vorhersehbaren Auswirkungen einzelner Entscheidungen führen. Da Experimente mit dem Realsystem der Energiewirtschaft nicht möglich und auch nicht sinnvoll sind, jedoch trotzdem laufend Entscheidungen getroffen werden müssen, um die gewünschte Energieversorgung bereitstellen zu können, werden computergestützte Analysen und Modelle eingesetzt. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen auf das Ergebnis zu ermitteln, bedient man sich der Szenariotechnik, d. h., die möglichen unterschiedlichen Annahmen werden im Rahmen von Szenarien zu in sich konsistenten Bündeln zusammengefasst. Für jedes Szenario werden dann Modellrechnungen durchgeführt mit dem Ziel, so genannte „robuste Schritte“ bzw. „robuste Entscheidungen“ zu identifizieren. Darunter sind diejenigen Entscheidungen zu verstehen, die sich über einen weiten Unsicherheitsbereich der Einflussfaktoren als notwendig und richtig erweisen.

Die Möglichkeiten, die sich für einen Kraftwerkpark zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 ergeben, zeigen einen breiten Entwicklungstrichter auf. Somit sind ganz unterschiedliche Welten möglich, die sich nach Förster, Fahl durch zwei Szenarien in ihren Randpositionen verdeutlichen lassen. Das „Fossil-Szenario“ verkörpert auf der einen Seite eine mehr zentral orientierte Stromversorgung, die infrastrukturell relativ ähnlich der heute vorhandenen ist. Sie stützt sich zu mehr als 75 % auf fossile Energieträger, weil die wegfallende Kernenergie im Wesentlichen durch Steinkohlekraftwerke ersetzt wird. Auf der anderen Seite liegt dem „REG-Szenario“ der Gedanke einer nahezu vollständigen Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger mit schwerpunktmäßig dezentralen Erzeugungsanlagen zu Grunde.

Zur Beschreibung der Raumwirkung eines solchen Stromversorgungssystems schlägt Fromme folgende Indikatoren vor:

- die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Netzhöchstlast
- die Anzahl und Gesamtkapazität von stillgelegten oder neu gebauten Stromerzeugungsanlagen, die aus Sicht der Raumnutzung als besonders konfliktträchtig anzusehen sind
- der Bedarf an Energierohstoffen für die Stromerzeugung, deren Gewinnung aufgrund eines hohen Flächenbedarfs oder aufgrund besonderer Umweltbeeinträchtigungen als raumbedeutsam einzustufen ist
- der Bedarf an Hochspannungs- und Höchstspannungsfreileitungen
- der infrastrukturelle Aufwand für die Wasserstoffelektrolyse sowie für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff, soweit diese Infrastruktur als Element des Stromversorgungssystems mit Funktionen im Bereich der Speicherung von Elektrizität, des Leistungsausgleichs und/oder als Brennstofflieferant für die Stromerzeugung anzusehen ist

Insgesamt ist nach Förster, Fahl die installierte Kraftwerksleistung im „REG-Szenario“ mit ca. 200 GW auf Grund des fluktuierenden Energieangebots deutlich größer als die installierten 130 GW im „Fossil-Szenario“. Nach dem „Fossil-Szenario“ wird sich bis zum Jahr 2030 der Bedarf an Standorten für Großanlagen (> 100 MW) um 14 verringern, dafür ergibt sich jedoch ein Mehrbedarf an 27 Standorten für mittelgroße Anlagen (> 10 MW). Das „REG-Szenario“ bedingt bis zum Jahr 2030 eine nahezu vollständige Umstrukturierung unserer

heutigen Stromversorgung mit den entsprechenden Konsequenzen für die bisherigen Standorte. So würden bei dem „REG-Szenario“ 44 Großstandorte und 68 mittelgroße Standorte weniger benötigt, bei einem rechnerischen Mehrbedarf von 1.871 Anlagenstandorten für kleine Biomasseanlagen. Durch den längerfristig angenommenen Wegfall der Standorte für fossile BHKWs steht eine große Anzahl von Standorten für Biomasseanlagen zur Verfügung. Die große Anzahl von Brennstoffzellenanlagen kann weitgehend innerhalb der Gebäude bereitgestellt werden, sodass sich diese einer raumplanerischen Unterstützung entziehen können.

Wie Fromme zeigt, ergeben sich raumbezogene Konfliktpotenziale bei der Umsetzung von derartigen REG-Szenarien aufgrund folgender Faktoren:

- Substitution von Brenn- und Treibstoffen, die bisher zu einem nicht unerheblichen Anteil nach Deutschland importiert werden, durch inländische Wasserstoffproduktion auf der Basis von im Inland regenerativ erzeugtem Strom
- erheblicher Kapazitätswachstum bei der Stromerzeugung trotz sinkender Stromnachfrage bei deutlich verringerter Auslastung des Kraftwerksparks
- drastische Zunahme der Anzahl der Stromerzeuger bei teilweise hoher bis sehr hoher spezifischer Flächeninanspruchnahme für Primärenergiebereitstellung und -umwandlung
- räumliche Verlagerung der Stromerzeugung in Regionen abseits von Lastschwerpunkten
- erheblicher zusätzlicher Bedarf an Freileitungstrassen für den Stromtransport

Andererseits ergeben sich Spielräume für die raumverträgliche Ausgestaltung klimaschutzorientierter regenerativer Stromversorgungskonzepte vor allem durch eine langfristige wechselseitige Anpassung der Raumstrukturen der regenerativen Stromerzeugung einerseits und der Stromnachfrage andererseits. Dies betrifft zumindest die Frage des Netzinfrastrukturausbaus. Schon unter heutigen siedlungsstrukturellen Bedingungen können innerhalb Deutschlands Regionen identifiziert werden, die über eine ausgeglichene Stromnachfrage- und regenerative Angebotsstruktur für eine potenzielle Stromerzeugung verfügen und die sich damit für den Aufbau einer Stromversorgung eignen, die lokal oder regional weitgehend unabhängig von der übergeordneten Netzinfrastuktur funktionieren könnte.

Demgegenüber besteht bereits heute ein deutliches Strompreisgefälle innerhalb Deutschlands mit höheren Strompreisen in den neuen Bundesländern. Das Strompreisgefälle wird sich nach Wagner nur dann umkehren können, wenn die Netznutzungsentgelte im Osten westdeutschen Standards entsprechen und sie keine erhöhten Kosten für die industrielle Strompreisbildung verursachen. Die Preisdifferenzen der Netznutzungsentgelte führen zu standortschädlichen Ergebnissen und verstärken die Wettbewerbsnachteile der neuen Bundesländer. Hier müsste es mit dem Bestreben der Energieversorger sein, eine räumlich möglichst ausgeglichene Einspeisestruktur zu entwickeln, um die Durchleitungsentfernungen zu verkürzen.

Die an den Kraftwerksstandorten erforderlich werdenden Umnutzungen und Neugenehmigungen bieten nach Tietz eine Chance für die Raumplanung, in den Abstimmungsprozess einzugreifen und die Belange der Siedlungs- und Wirtschaftsentwicklung einzubringen. Die neuen Maßstäbe der Nachhaltigkeit und der Richtlinie der EU über die Umweltverträglich-

keitsprüfung (UVP-Richtlinie) bzw. der Richtlinie der EU über die Strategische Umweltprüfung (SUP-Richtlinie) sind ohnehin zu berücksichtigen. Im Rahmen der Umnutzung sollte daher überprüft werden, ob die Kraftwerksstandorte für eine Wiedernutzung geeignet sind und ob gegebenenfalls insgesamt besser geeignete Standortalternativen von der Raumplanung angeboten werden können. Die Trassensicherung für Hoch- und Höchstspannungsleitungen wird sich dagegen weitestgehend auf der regionalen Ebene abspielen. Sie ermöglicht daher eine raumplanerische Unterstützung, die sich im Wesentlichen auf die vorsorgliche Sicherung großräumiger Verbindungsleitungen zwischen der Erzeugungsstandorten im Norden Deutschlands und den südlich davon liegenden Verbrauchsschwerpunkten konzentrieren sollte.

Auf Basis der aktuell publizierten REG-Szenarien und ihrer raumpolitischen Konsequenzen lassen sich folgende Bereiche identifizieren, die darüber hinaus als wesentliche Elemente der zukünftigen deutschen Energieversorgung vertieft analysiert und weiterverfolgt werden sollten:

- Ausbau eines geeigneten regenerativen Mixes von Stromerzeugern in Deutschland sowie in Importländern in wechselseitiger Anpassung an Klimaschutzpolitische Ziele
- räumliche und zeitliche Koordination der Stilllegung von Wärmekraftwerken (Großkraftwerke) mit dem Zubau von fluktuierenden Anlagen einerseits und steuerbaren Kraftwerken (schnell regelbare verbrauchernahe Einheiten kleiner bis mittlerer Leistungen) im Hinblick auf Reserve- und Regelfunktion für die fluktuierende Stromerzeugung andererseits
- Aufbau von Hochleistungs-Ferntransportverbindungen zur Strom- und Wasserstoffversorgung in internationaler Kooperation
- Anpassung und Ausbau des Stromnetzes in Deutschland in Abstimmung mit dem Umbau des Kraftwerksparks und mit dem Ausbau des internationalen Netzverbundes
- Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur mit Anlagen zur Wasserstoffherzeugung sowie zur Wasserstoff-Grob- und Feinverteilung und -Speicherung in Deutschland in Abstimmung mit den Standorten, Kapazitätsgrößen und Erzeugungscharakteristiken regenerativer Kraftwerke sowie mit den Leistungsflüssen in den Stromtransport- und -verteilungsnetzen

Für die Konzeption und Umsetzung ist eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure mit unterschiedlich sachlich und räumlich gegliederter Handlungskompetenz und jeweils eigenen Zielen und Interessen zu berücksichtigen und einzubinden. Aufgrund der zum Teil erheblichen Raumbedeutsamkeit der Infrastrukturmaßnahmen ist hier eine Koordination mit der räumlichen Planung auf allen Ebenen von besonderer Bedeutung. Sollen zudem zukünftig verstärkt erneuerbare Energien eingesetzt werden, sind auch – wie einleitend dargestellt – die unterschiedlichen (natur)räumlichen Bedingungen bzw. Energiepotenziale in geeigneter Weise mit in die Planung einzubeziehen, um regional angepasste, optimale Energiemixe zu entwickeln. Aus diesem Grunde sollten zukünftig Energieszenarien raumrelevante infrastrukturelle Aspekte in obigem Sinne stärker in die Systemanalyse integrieren. Hierzu bedarf es weiter gehender Forschungen, um eine stärkere räumliche Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenarienausgestaltung zu erreichen. Zur Koordinierung bieten sich in fachlich-ökologischer Hinsicht die Landschaftsplanung und in integrierender, gesamtträumli-

cher Hinsicht die Raumplanung an, weil sie schon heute in anderen Handlungsfeldern vergleichbare Funktionen wahrnehmen und entsprechende Kompetenzen ausgebildet haben. Jedoch besteht gleichzeitig die Herausforderung, diese gezielt unter den neuen institutionellen Rahmenbedingungen eines liberalisierten und privatisierten Energiemarktes einzusetzen.

Derzeit gibt es kein formelles Planungsinstrument, mit dem man eine Standort- oder Trassensicherung für den hier betrachteten und noch sehr weit in der Zukunft liegenden Zeitraum 2030 bis 2050 durchführen könnte – und da die Stromversorgung privatisiert wurde und sich künftig in einem liberalisierten Markt behaupten soll, besteht offensichtlich derzeit kein öffentliches Interesse, die Stromversorgung durch Planungsinstrumente bei ihrer langfristigen Aufgabe zu unterstützen. Nur so kann man begründen, dass es auf nationaler Ebene so gut wie keine konzeptionelle Fachplanung mehr für die Energieversorgung und damit auch für die Stromversorgung gibt und dass auch auf regionaler und kommunaler Ebene offensichtlich keine Energieversorgungskonzepte mehr in Angriff genommen werden – schon gar nicht, um räumlich konkret Standorte und Trassen zu sichern.

Es müssen neue Standorte und Trassenvorschläge erarbeitet und mit den vielfach bestehenden entgegenstehenden Nutzungsansprüchen abgestimmt werden. Dazu ist es nach Tietz erforderlich, dass der Raumplanung von der Stromversorgungswirtschaft räumlich und zeitlich konkret die notwendigen Angaben über die Grundzüge der künftige Versorgungsstruktur bis zum Jahr 2030 im regionalen Maßstab zur Verfügung gestellt werden. Aufgabe der Raumplanung ist es dann, der Stromversorgungswirtschaft ein Flächenangebot für Standorte und Trassen bereitzustellen, innerhalb dessen sich dann eine künftige Struktur entwickeln kann, die sowohl den Zielen der Energieversorgung als auch des Umweltschutzes und der Raumplanung gerecht werden kann. Damit könnten zukünftig wieder Energieversorgungskonzepte auf regionaler Ebene die benötigten fachplanerischen Vorgaben bereitstellen.

In diesem Zusammenhang könnte auch durch weiter gehende systematische Studien geklärt werden, inwieweit eine raumstrukturelle Anpassung in zweifacher Hinsicht (Netzinfrastruktur und Netznutzungsentgelte) – abgesehen von der Frage der politischen Realisierbarkeit – bei gleichzeitig weitgehender Ausschöpfung aller Potenziale zur regenerativen Stromerzeugung insgesamt zu einer Minimierung von zusätzlich erforderlichen Aufwendungen im Bereich der Netzinfrastruktur oder per Saldo sogar zu einem Rückbau der Netze und damit zu einer Kostenentlastung führen könnte. Zudem sei an dieser Stelle angeregt, in weiteren raumwissenschaftlichen Arbeiten die regionsspezifischen Entwicklungsprozesse ergänzend zu den bisherigen top-down erstellten Szenarien bottom-up zu analysieren, wozu derzeit beispielsweise im Bereich der energetischen Biomassenutzung erste Forschungsprojekte angelaufen sind.¹

¹ Z. B. das vom BMU geförderte Projekt „Bioregio“ (www.bioregio.info) und das von der DBU geförderte Projekt „(Natur)Raumverträgliche energetische Biomassenutzung“ des Instituts für Umweltplanung (Kanning, Rode, von Haaren).

4 Ordnungsrahmen und organisatorische Rahmenbedingungen

Die Funktionsräume der Energieversorgung waren bislang eng an die staatliche Territorialstruktur gekoppelt. Durch die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes, die Konzentration der Energiemärkte und globale Umweltprobleme entstehen neue Funktionsräume der Energieversorgung, die sich immer weniger mit der staatlichen Territorialstruktur decken.

Die Überwindung der zunehmenden Inkongruenz zwischen den Ausbreitungsräumen von Regulierungsmaterien und den territorialen Grenzen stellt nach Monstadt mittlerweile ein ernsthaftes Problem funktionaler Energiepolitik dar, und dies sowohl auf europäischer/globaler wie auf regionaler Ebene. Künftige raumwissenschaftliche Forschung muss sich daher vermehrt der Frage widmen, wie die notwendige räumliche Redimensionierung der Energiepolitik organisiert werden kann, d. h., wie die territoriale Organisation von Energiepolitik stärker an der Ausdehnung funktionaler Räume der Energiewirtschaft ausgerichtet werden kann. Dies setzt allerdings vertiefte Kenntnisse zu den sich herausbildenden Funktionsräumen der Energieversorgung voraus, die nur durch weitere Forschung zur Internationalisierung und Regionalisierung der Energiewirtschaft gewonnen werden können. Darüber hinaus muss weiter geklärt werden, in welchen Fällen funktionale Regulierungsräume eher durch die Verlagerung von bestimmten Steuerungskompetenzen auf funktional adäquatere Handlungsebenen erreicht werden können bzw. in welchen Fällen eine optimierte (und institutionell abgestützte) Kooperation von Staaten bzw. subnationalen Gebietskörperschaften sich als vorteilhaft erweist.

Mit den informellen, integrierten dezentralen Steuerungsansätzen befasst sich der Beitrag von Gust. Im Schutz des Monopols hatten sich mit den „Integrierten Kommunalen und Regionalen Energieversorgungskonzepten“ (mit der Raumplanung gekoppelt) informelle Planungskonzepte etabliert, mit denen effektiv Einfluss auf die kommunale Energie- und Umweltpolitik genommen wurde. Solche Konzepte können jedoch auf einem offenen Markt, der sich einseitig an dem Preis für Strom orientiert und der keine Kopplungsgeschäfte mit der Wärme zulässt, nicht bestehen. Die Raumplanung wird so auf die klassische Aufgabe der Koordination und Sicherung von Trassen und Standorten zurückgedrängt. Damit droht durch die Liberalisierung des Strommarktes in Folge des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 bzw. 2005 auch der errungene Standard an kommunaler Energie- und Klimapolitik verloren zu gehen.

Um dem entgegenzuwirken, ist eine weitere Förderung regenerativer Energieträger und der Kraft-Wärme-Kopplung notwendig.

Die Erfahrung lehrt allerdings, dass neue gesetzliche Regelungen auch neue Spielräume für innovative Regelungen schaffen. Es sollte intensiv untersucht werden, inwieweit sich Nischen für informelle Planungsprozesse auf dem Markt auftun, die den regenerativen Energien und dem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung neue Chancen geben. Ein vielversprechender Ansatz ist evtl. die Einführung des Handels mit Energiederivaten.

Aber auch die Einführung der Stromhandelsbörse bringt neue Impulse in den Energiemarkt. So ist z. B. zu beobachten, dass größere selbstständige Stadtwerke oder auch Strom-einkaufsgemeinschaften neue eigene Stromerzeugungskapazitäten anstreben, was zu Beginn der Liberalisierung als undenkbar galt.

In den einzelnen Beiträgen des Blocks finden sich u. a. wertvolle Hinweise zu informellen Steuerungsansätzen, z. B. durch regionale Leitbilder bei Monstadt, sowie zu den „Integrierten Kommunalen und Regionalen Energieversorgungskonzepten“ bei Gust. Diese sollten in weiteren Arbeiten vertieft und Ansätze zur Verbindung mit dem formellen Planungsinstrumentarium untersucht werden, z. B. unter Einbeziehung der Arbeiten des ARL-Arbeitskreises „Operationalisierung des Prinzips der Nachhaltigkeit in der Regionalplanung“. Dieser schlägt u. a. eine Verankerung quantifizierter Zielvorgaben von Seiten der Landes- und Regionalplanung vor, z. B. durch Festlegung einer regionalen CO₂-Minderungsrate (als Reduktionsziel) oder der Vorgabe eines bestimmten regional definierten Anteils der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch, wie es heute z. B. für den Bereich der Windenergie in einigen Bundesländern bereits erfolgt.

5 Fazit

Die vorgelegten Ergebnisse des ARL-Arbeitskreises zur neuen Energiepolitik zeigen, dass es schon nach einer nur kurzen Zeit der Liberalisierung und Privatisierung der Energieversorgung möglich war, konkrete Aussagen zu den Auswirkungen auf die Raumplanung abzuleiten. Nicht zuletzt Dank der Vorstudien von Monstadt und Förster sowie den Beiträgen von Monstadt, Förster/Fahl, Fromme und Wagner konnte Tietz klare Aussagen zum zukünftigen Bedarf an Standorten von Kraftwerken und Hochspannungsleitungen und damit zu den klassischen Aufgaben der Raumplanung – nämlich Ansprüche gegeneinander abwägen und Standorte bzw. Trassen sichern – liefern.

Konkrete Aussagen gibt es auch zu den veränderten organisatorischen, gesellschaftlichen und juristischen Fragestellungen. Monstadt, Scheele, Schneider/Prater, Weiß und Gust konnten herausarbeiten, wie sich der Handlungsrahmen der Akteure durch die Liberalisierung verändert hat. Die ursprünglich kommunale Aufgabe der Stromversorgung wird überlagert von einem europäisch agierendem Netz von Großunternehmen. Die Branche befindet sich immer noch im Umbruch, die räumliche Bindung der Stromversorgungsunternehmen geht immer mehr verloren. Kommunale Steuerung – wie dies wenigstens in kleinen Ansätzen möglich war – findet immer weniger statt. Der offene Markt verdrängt traditionelle Akteure einerseits, schafft aber neue Akteure andererseits.

Europäisierung der Märkte, Stromhandelsbörse und Emissionshandel sind die neuen Herausforderungen. Daraus eröffnet sich ein weites Handlungsfeld für Wissenschaft und Forschung. Hinzu kommen Summeneffekte, die sich aus dem Zusammenspiel der Liberalisierung von Post, Telekom, Bahn und künftig evtl. auch der Wasserver-/entsorgung und der Strom-/Gasversorgung ergeben. Auch sie sind weitestgehend unbearbeitete Felder der Raumordnung. Es stellt sich aus raumplanerischer Sicht die Frage, wie sich die ehemals öffentliche Infrastrukturversorgung neu im Raum organisiert und ob dabei neue Disparitäten entstehen oder bestehende Disparitäten abgebaut werden. Auch dies ist ein Feld für die Raumforschung.

Die Erfahrung lehrt allerdings, dass neue gesetzliche Regelungen auch neue Spielräume für innovative Regelungen schaffen. Es sollte intensiv untersucht werden, inwieweit sich Nischen für informelle Planungsprozesse auf dem Markt auf tun, die den regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung neue Chancen geben. Ein vielversprechender Ansatz ist hier nach Gust evtl. die Einführung des Handels mit Energiederivaten.

Ganz sicher zeichnet sich ein Handlungsbedarf hinsichtlich der Analyse notwendiger staatlicher (europäischer?) Interventionen zu den Feldern Versorgungssicherheit, Wettbewerb, Umweltverträglichkeit und Klimaschutz (Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien) ab.

Handlungsbedarf besteht auch hinsichtlich der (bundesweiten) Steuerung des Umbaus von Kraftwerken und der Erneuerung (mit Ausbau) des Hochspannungsleistungsnetzes. Tietz schlägt dafür die Ausarbeitung eines Rahmenplanes „Energieversorgung“ auf Bundesebene vor.

Aufgrund der zum Teil erheblichen Raumbedeutsamkeit der Infrastrukturmaßnahmen ist hier eine Koordination mit der räumlichen Planung auf allen Ebenen von besonderer Bedeutung. Aus diesem Grunde schlägt Fromme vor, zukünftig in Energieszenarien stärker raumrelevante infrastrukturelle Aspekte in die Systemanalyse zu integrieren. Hierzu bedarf es weiter gehender Forschungen, um eine stärkere räumliche Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenarienausgestaltung zu erreichen. Dies erfordert weitere Forschungsarbeiten, die neben dem Strommarkt auch den Wärme- und Kraftstoffmarkt umfassen, denn häufig lassen sich die Entwicklungen nur schwer voneinander trennen und gleichfalls erschließen sich erst bei einer integrierten Betrachtung die gewünschten Synergieeffekte. Für weitere Arbeiten wird zudem ergänzend eine Reflektion der Arbeiten des ARL-Arbeitskreises „Operationalisierung des Prinzips der Nachhaltigkeit in der Regionalplanung“ (2000) angeregt, der bereits mit seinem „6-Schritte-Konzept“ einen regionalplanerischen Weg zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung vorgeschlagen hat, allerdings zu der Zeit noch ohne das mit den vorliegenden Beiträgen erarbeitete Wissen über die veränderten Rahmenbedingungen der liberalisierten und privatisierten Strommärkte.

Insgesamt sollte bei weiteren Forschungsarbeiten auch die Frage geklärt werden, welche Rolle die Raumplanung im Hinblick auf die Gewährleistung einer nachhaltigen Energieversorgung – in Arbeitsteilung mit anderen Akteuren u. a. aus der Energiewirtschaft – zukünftig einnehmen soll/kann. Denn wie die vorliegenden Beiträge des Arbeitskreises insgesamt dokumentieren, zeichnet sich ein Steuerungs- und erhöhter Koordinierungsbedarf, aber noch kein verantwortlicher Koordinator ab.

Es ist daher wünschenswert, die in den verschiedenen Beiträgen herausgearbeiteten Forschungsfragen mit Blick auf die formellen und informellen Steuerungsmöglichkeiten der räumlichen Politik und Planung so zügig wie möglich anzugehen, um die marktwirtschaftlichen Entwicklungsprozesse unter den Zeichen des neuen EnWG 2005 raumplanerisch mitgestalten zu können.

Kurzfassungen / Abstracts

Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik

Changes in power supply and spatial policies

Jochen Monstadt

Großtechnische Systeme der Infrastrukturversorgung: Übergreifende Merkmale und räumlicher Wandel

Großtechnische Infrastruktursysteme, wie die Energieversorgung, die Wasserver- und Abwasserentsorgung, die Telekommunikation und Transportsysteme, prägen die räumliche Entwicklung in einschneidender Weise. Gleichwohl wurden diese Techniksysteme in der deutschsprachigen raumwissenschaftlichen Debatte bislang stark vernachlässigt. Allenfalls die wirtschaftlichen Infrastrukturfunktionen dieser Systeme, die physischen Raumwirkungen ihrer technischen Anlagen und die Umweltwirkungen wurden herausgearbeitet. Demgegenüber wurde der Funktionsweise, den gemeinsamen Charakteristika, der räumlichen Entwicklung und Ausdehnung dieser sozio-technischen Systeme kaum Aufmerksamkeit gewidmet. Besonders der aktuelle institutionelle Wandel dieser Infrastruktursysteme wurde trotz gravierender Raumwirkungen noch kaum rezipiert.

In dem Beitrag werden das theoretische Konzept und die gemeinsamen Merkmale großtechnischer Systeme skizziert sowie ihr Wandel infolge der Liberalisierung und Privatisierung der Infrastrukturversorgung, der ökologischen Modernisierung und technischer Innovationen beschrieben. Darauf aufbauend werden die veränderten Unternehmensstrategien und Marktstrukturen sowie die neue Rolle des Staates in der Infrastrukturversorgung erläutert. Anschließend wird der Frage nachgegangen, wie sich der Wandel dieser Systeme in sozial-räumlicher Hinsicht auswirkt. Wie verändern sich die unternehmerischen Raumbezüge? Kommt es zu einer stärkeren räumlichen Differenzierung? Verändert sich die territoriale Struktur der Infrastrukturpolitik? Ziel des Beitrags ist es, wichtige Dimensionen der sozial-räumlichen Rekonfiguration der Infrastrukturversorgung aufzuzeigen und den raumwissenschaftlichen Forschungsbedarf zu strukturieren.

Industrial systems for infrastructural supply: Overall features and spatial changes

Large industrial infrastructure systems such as energy supply, water and sewage treatment, telecommunications and transport systems have a trenchant shaping effect on spatial development. These technical systems have nevertheless been neglected in the spatial debates of the German-speaking world. At best, the industrial infrastructural functions of these systems, the physical presence of their technical installations and their environmental impact could be accommodated. In contrast, their operating methods, common features, the spatial develop-

ment and extension of these socio-technical systems were hardly afforded any attention. The current institutional changes being undergone by these infrastructural systems in particular have barely been recognised, despite their radical spatial impact.

In this contribution, the theoretical concepts and common features of large industrial systems are sketched, together with descriptions of how they are changing due to the liberalisation and privatisation of infrastructures, ecological modernisation and technical innovation. Following from this, the changes in business strategies and market structures as well as the new role of the state in infrastructure supply are also described. Next, the question of how changes in these systems are reflected in socio-spatial terms is considered. How are the spatial relations of businesses changing? Does this lead to more pronounced spatial differentiation? Is the territorial structure of infrastructural politics changing? The purpose of this contribution is to highlight the vital dimensions of the socio-spatial reconfiguration of infrastructural supply and to establish the need for spatial research.

Ulrich Scheele

Privatisierung, Liberalisierung und Deregulierung in netzgebundenen Infrastrukturektoren

Mit der Privatisierung und Liberalisierung begann Ende der 1970er-Jahre ein Paradigmenwechsel in der Organisation netzgebundener Infrastrukturektoren. Sie galten bis dahin als wettbewerbsrechtliche Ausnahmebereiche. Die in diesen Sektoren aktiven, mehrheitlich öffentlichen Unternehmen waren keinem unmittelbaren Wettbewerb ausgesetzt. Unter diesen stabilen Rahmenbedingungen konnte innerhalb kurzer Zeiträume eine flächendeckende und qualitativ hochwertige Infrastrukturversorgung aufgebaut werden.

Finanzielle Probleme öffentlicher Haushalte, die Forderung nach ökonomischer Effizienz, neue Technologien und gewandelte Konsumentenansprüche setzten dieses Infrastrukturmodell aber zunehmend unter Druck. Die Beteiligung privaten Kapitals und die Etablierung wettbewerblicher Marktstrukturen werden als eine grundlegende Möglichkeit gesehen, diese für die Funktionsfähigkeit von Volkswirtschaften zentralen Sektoren effizienter und flexibler zu gestalten. Die Ergebnisse dieser Reformprozesse sind gemischt, als entscheidend haben sich jedoch die Frage der Ausgestaltung der Regulierung dieser Sektoren und die adäquate Form staatlicher Intervention erwiesen. Neu entwickelte Regulierungsinstrumente haben zwar starke Effizianzanreize ausgelöst, gleichzeitig aber die neue Frage aufgeworfen, ob damit nicht langfristige Aspekte der Versorgungssicherheit auf der Strecke bleiben.

Privatisation, liberalisation and deregulation in infrastructure sector networks

With privatisation and liberalisation there was a paradigm shift in the organisation of infrastructure sector networks at the end of the 1970s. Up to that point, these networks had been seen as areas falling outside the ambit of anti-trust (competition) legislation. The mostly public concerns active in these sectors were excluded from any direct competition. Under these stable basic conditions, it was possible to establish extensive and qualitatively excellent infrastructural supply systems within a short time.

The financial problems of public bodies, the demand for economic efficiency, new technologies and changes in consumer demands are however bringing increasing pressure to bear on this infrastructural model. The participation of private capital and the establishment of competing market structures are seen as a basic method of making those sectors that are crucial to the functionality of public enterprises more flexible and efficient. The results of these reform processes are mixed, although the question of the mechanism for the regulation of these sectors and the proper level of state intervention has been found to be decisive. Newly developed regulatory instruments have helped make strong efficiency incentives redundant, but have at the same time raised a new question, namely whether this may not prevent aspects of the long-term security of supply from being addressed.

Hans-Jörg Weiß

**Problemfelder staatlicher Infrastrukturpolitik nach einer Marktöffnung:
Eine wettbewerbsökonomische Perspektive**

Trotz Deregulierung, Liberalisierung und Privatisierung gibt es auch in Zukunft wirtschaftspolitischen Handlungsbedarf bei der Bereitstellung von Netzinfrastrukturen. Im Mittelpunkt stehen dabei aus wettbewerbsökonomischer Perspektive die monopolistischen Bottlenecks. Sie gilt es zu lokalisieren und zu regulieren, um Wettbewerbsbeschränkungen zu vermeiden. Um das Ziel einer effizienten Allokation knapper Infrastrukturkapazitäten zu erreichen, sollten nach Möglichkeit marktorientierte Allokationsmechanismen verwendet werden – auch bei Bottlenecks. Dabei sind die regulierungsbedingten Rückwirkungen auf die Investitionsbereitschaft der Unternehmen zu berücksichtigen. Im Falle einer aus politischen Gründen als notwendig erachteten Subventionierung sollte konsequent dem Bestellerprinzip gefolgt werden.

**Problem areas in state infrastructural policies after liberalising markets:
An economic perspective on competition**

Despite deregulation, liberalisation and privatisation there will in future still be a need for economic policies for the provision of network infrastructures. From the perspective of the economics of competition, monopolistic bottlenecks occupy a central position. It is necessary to localise and regulate them in order to avoid competitive limitations. To achieve the goal of an efficient allocation of scarce infrastructural resources, market-oriented allocation mechanisms should be used where possible – also for bottlenecks. At the same time though, the repercussions of regulation for the willingness of enterprises to invest need to be considered. In the case of subsidies that are seen as necessary for political reasons, the customer principle should be observed.

Jens-Peter Schneider, Janine Prater

Raumrelevante Vorgaben und aktuelle Entwicklungen im europäischen und deutschen Energierecht

Nachdem im Juni 2003 drei Rechtsakte zur Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes verabschiedet wurden, folgten im Dezember desselben Jahres Vorschläge der Kommission für das nächste Maßnahmenpaket. Sie betreffen die Energieinfrastruktur und Versorgungssicherheit. Der Inhalt und die wesentlichen Neuerungen dieser beiden Pakete stehen im Mittelpunkt dieses Beitrags. Zunächst wird aber kurz der Hintergrund des Reformbedarfs der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 1996 und der Gasbinnenmarktrichtlinie 1998 aus der Sicht der Europäischen Kommission beleuchtet. Der Beitrag endet mit einem ebenfalls kurzen Überblick über die Reform des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung der neuen europäischen Vorgaben.

Spatial guidelines and current developments in the European and German energy laws

After their promulgation in June 2003 three pieces of legislation aimed at completing the European domestic energy market were followed in December of the same year by proposals by the commission for the next package of regulations. These proposals related to energy infrastructure and security of supply. The contents of and the essential renovations promised by these two packages are central to this contribution. First, the background to the need for reforming the Domestic Electricity Market Directive [Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie] of 1996 and the Domestic Gas Market Directive [Gasbinnenmarktrichtlinie] of 1998 from the viewpoint of the European Commission is illuminated. The contribution ends with an equally brief overview of the reform of the Energy Industry Act [Energiewirtschaftsgesetz] to accommodate the new European guidelines.

Georg Förster, Ulrich Fahl

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg

Im Beitrag werden mögliche Veränderungen bei der Stromerzeugung infolge der Liberalisierung des Strommarktes und der Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung aufgezeigt. Hierfür werden zwei ganz unterschiedliche Szenarien für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 dargestellt. Durch diese beiden Randpositionen kann die Bandbreite möglicher Entwicklungen bei der Deckung des Strombedarfs verdeutlicht werden. Das „Fossil-Szenario“ verkörpert eine mehr zentral orientierte Stromversorgung, die sich zu mehr als 75 % auf fossile Energieträger (Erdgas, Stein- und Braunkohle) stützt. Im Gegensatz dazu liegt dem „REG-Szenario“ der Gedanke einer vollständig regenerativen Stromerzeugung mit schwerpunktmäßig dezentralen Erzeugungsanlagen zu Grunde. Zwischen diesen beiden Randpositionen sind sämtliche Abstufungen vorstellbar. Die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Konsequenzen für die Stromnetze sind tendenziell ebenfalls im Beitrag beschrieben. Es wurden ganz bewusst keine Wertungen, Kostenberechnungen, Handlungsempfehlungen etc. vorgenommen, um das Spektrum möglicher Entwicklungen nicht einzuschränken.

Somit dient der Beitrag als Informationsgrundlage und Basis für die weiterführenden Untersuchungen i. d. Band, in denen mögliche räumliche Konsequenzen aufgezeigt werden.

Quantitative changes in the power supply in the context of the liberalisation and the abandoning of nuclear energy

In this contribution, possible changes in power generation due to the liberalisation of the power market and the agreement on abandoning the use of nuclear energy are noted. For this, two completely different scenarios for the period up to 2050 are painted. By means of these two extreme positions the bandwidth of the possible developments in accommodating electricity needs can be illustrated. The "fossil scenario" incorporates a more centrally oriented power supply, relying on fossil fuels (natural gas, mineral coal and brown coal) for more than 75 % of its energy sources. In contrast to this, the "REG scenario" is based on the idea of the completely regenerative generation of power with regionally decentralised generating plants. There are numerous nuances imaginable between these two extremes. The various consequences for the future of power networks arising from this are also described in this contribution. On purpose no evaluations, cost calculations, recommendations for action etc. were done, in order not to limit the range of possible developments. Therefore, this contribution serves as basic information and basis for the further investigations in this volume, where possible spatial consequences are indicated.

Jörg Fromme

Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen

Aus Sicht der Raumwissenschaften und der räumlichen Planung ist die Entwicklung des Stromversorgungssystems vor allem aus zwei Gründen von Interesse: zum einen ist die flächendeckende, sichere und preisgünstige Versorgung mit elektrischer Energie eine unverzichtbare Basisausstattung von Wirtschaftsräumen. Daher ist es Ziel der Raumordnung, dass zumindest die heutige Versorgungsqualität auch in Zukunft zu vertretbaren Kosten möglichst flächendeckend erhalten bleibt. Zum anderen aber basiert die Stromversorgung auf einem komplexen, räumlich weit verzweigten und vernetzten technischen System aus sehr vielfältigen Infrastruktureinrichtungen und Aktivitäten, von denen teilweise tief greifende, unerwünschte Umweltwirkungen ausgehen. Vor allem das Ziel, globalen Umweltgefahren zu begegnen, veranlasst die Energiepolitik aktuell, neue Konzepte zu entwickeln, die eine nahezu vollständige Erneuerung des technischen Systems der Stromversorgung über einen Zeitraum von etwa 50 Jahren vorsehen. Wie neuere an Klimaschutzzielen orientierte Energieszenarien zeigen, ergeben sich mit einer weitgehenden Strombedarfsdeckung durch die Nutzung erneuerbarer Energieressourcen auch neue und neuartige Randbedingungen für die räumliche Entwicklung in den zu versorgenden Gebieten. Dies wird zukünftig sowohl bei der Ausgestaltung als auch bei der Umsetzung neuer Energiekonzepte noch viel stärker als bisher zu beachten sein. Dazu muss sowohl die Raumwissenschaft in Kooperation mit energiewissenschaftlichen Disziplinen als auch die räumliche Gesamtplanung in Kooperation mit der Energiepolitik und der Energiewirtschaft einen Beitrag leisten.

Changes in power supply and spatial distribution effects

From the viewpoint of the spatial sciences and spatial planning, the development of the power supply system is especially interesting for two reasons: on the one hand the extensive, reliable and cost-effective supply of electrical energy is an indispensable prerequisite for economic areas. It is therefore the purpose of spatial planning to ensure that at least the present quality and coverage of supply is also maintained in future at justifiable cost. On the other hand, the power supply is based on a complex, spatially extensive branching technical system network consisting of a multitude of infrastructural installations and activities, of which some produce radically undesirable environmental effects. It is especially the goal of countering global environmental hazards that challenges energy politics to develop relevant new concepts, which foresee a virtually complete renovation of technical power supply systems over a period of about 50 years. As new energy scenarios guided by climate protection goals indicate, extensive power supplies based on renewable energy sources also lead to new and novel marginal conditions for the spatial development of the areas to be supplied. In future this will have to be considered much more than before in the design as well as the implementation of new energy concepts. In this regard, the spatial sciences in cooperation with the energy sciences as well as joint spatial planning in conjunction with energy politics and energy economics will have to make a contribution.

Hans-Peter Tietz

Raumplanerische Ansätze zur Beeinflussung und Steuerung künftiger Standort- und Trassenansprüche

Nach dem Fossil-Szenario wird sich bis zum Jahr 2030 der Bedarf an Standorten für Großanlagen (> 100 MW) um 14 verringern, dafür ergibt sich jedoch ein Mehrbedarf an 27 Standorten für mittelgroße Anlagen (> 10 MW). Bei einem Reg-Szenario würden 44 Großstandorte und 68 mittelgroße Standorte weniger benötigt, bei einem rechnerischen Mehrbedarf von 1.871 Anlagenstandorten für kleine Biomasseanlagen. Durch den längerfristig angenommenen Wegfall der Standorte für fossile BHKWs steht eine große Anzahl von Standorten für Biomasse-Anlagen zur Verfügung. Die große Anzahl von Brennstoffzellen-Anlagen kann weitgehend innerhalb der Gebäude bereitgestellt werden, so dass sich diese einer raumplanerischen Unterstützung entziehen können.

Die an den Standorten erforderlich werdenden Umnutzungen und Neugenehmigungen bieten eine Chance für die Raumplanung, in den Abstimmungsprozess einzugreifen und die Belange der Siedlungs- und Wirtschaftsentwicklung einzubringen. Die neuen Maßstäbe der Nachhaltigkeit und der UVP und SUP sind ohnehin zu berücksichtigen. Im Rahmen der Umnutzung sollte daher überprüft werden, ob die Standorte für eine Wiedernutzung geeignet sind und ob gegebenenfalls insgesamt besser geeignete Standortalternativen von der Raumplanung angeboten werden können. Hierzu müssen neue Standorte und Trassenvorschläge erarbeitet und mit den vielfach bestehenden entgegenstehenden Nutzungsansprüchen abgestimmt werden. Die hierfür benötigten fachplanerischen Vorgaben, verbunden mit einer raumbezogenen konzeptionellen Aussage seitens der Stromversorgungswirtschaft, könnten auch künftig wieder Energieversorgungskonzepte auf regionaler Ebene bereitstellen.

Spatial planning approaches for influencing and managing future claims for locations and routes

In terms of the fossil fuel scenario the demand for large power plants (>100 mW) sites will drop by 14 up to the year 2030, while the demand for mid-sized plants (>10 mW) will increase by 27 sites. With a REC scenario 44 fewer large plant sites and 68 fewer mid-sized plant sites will be required, with an arithmetic increase in demand of 1,871 sites for small biomass plants. Due to the assumed long-term reduction in sites for fossil block heat and power plants, a large number of sites for biomass plants will become available. The large number of fuel-cell plants can be largely accommodated within the buildings, so that these plants would be able to avoid the need for spatial planning assistance.

The changes in usage and new planning permission necessary at these sites offer an opportunity for spatial planning to intervene in the coordination process and to introduce the interests of settlement and commercial developments. The new demands for sustainability as well as the standards regarding environmental risk assessment and strategic environmental assessment must be observed at any rate. As regards changes in usage, it must be determined whether the sites are suitable for re-usage or whether there may be altogether more suitable alternative sites made available by spatial planning if the need arises. To this end, new sites and suggestions for routes must be negotiated with the many existing opposed usage claims. The technical planning guidelines needed for this could, in conjunction with a spatial draft report from the side of the power supply industry, provide energy supply concepts at regional level in future.

Gerhard Wagner

Regionale Auswirkungen der Liberalisierung im Stromsektor auf die Wettbewerbsfähigkeit

Die Angleichung der regionalen Strompreisunterschiede ist ein erklärtes raumordnungspolitisches Ziel, weil der technische Fortschritt in erheblichem Maße vom Strom abhängig ist und Strom deshalb als ein Teil der „Grundausstattung eines Raumes“ gilt. Besonders gravierend sind die regionalen Unterschiede der Industriestrompreise zwischen den neuen und alten Ländern. Vor der Liberalisierung liegen die industriellen Strompreise im Osten durchschnittlich um 11 % höher als im Westen. Die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der stromintensiven Industrie ist aber zudem weiter eingeschränkt durch einen deutlich höheren spezifischen Strommehrverbrauch (pro Beschäftigten 30 %). Am Strompreisgefälle hat sich durch die Liberalisierung kaum etwas geändert. Eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit im Osten wird spätestens ab 2008 erwartet, wenn nämlich die Braunkohlekraftwerke abgeschrieben sind und dann Strom „konkurrenzlos billig“ angeboten werden kann. Voraussetzung ist allerdings, dass die Netznutzungsentgelte gegenüber dem Westen keine neuen Benachteiligungen schaffen. Nicht abzuschätzen sind derzeit die Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf die regionale Strompreisentwicklung, insbesondere zwischen den alten und neuen Ländern.

Regional effects of the liberalisation in the power supply sector on competitiveness

The homogenisation of regional power tariff differences is a stated aim of spatial planning policy, while technical progress is largely reliant on power and power therefore forms part of the "basic resources of an area". Regional differences in industrial power tariffs between the new and old Länder are particularly important. Before liberalisation, industrial power tariffs in the East were on average about 11 % higher than in the West. The competitiveness of industries with high power needs in particular is further limited by clearly elevated specific power consumption (30 % per employee). Liberalisation has done hardly anything for the power tariff divide. An improvement in the competitiveness of the East is expected from 2008 at the latest, when the brown coal power plants will have been written off and the power will be able to be offered "cheap through lack of competition". A precondition for this is in any case that the network usage fees do not create any new disadvantages as regards the West. Presently it is also necessary to acknowledge the effects of the CO₂ emissions trade on regional power tariff trends, especially between the old and new Länder.

Jochen Monstadt

Energiepolitik und Territorialität: Regionalisierung und Europäisierung der Stromversorgung und die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik

Die Funktionsräume der Energieversorgung waren bislang eng an die staatliche Territorialstruktur gekoppelt. Durch die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes, die Konzentration der Energiemärkte und globale Umweltprobleme entstehen neue Funktionsräume der Energieversorgung, die sich immer weniger mit der staatlichen Territorialstruktur decken. Die Frage ist, welche Auswirkungen diese Entgrenzungsprozesse auf die räumliche Organisation energiepolitischer Steuerung haben. Kommt es zu einem Aufstieg eines Regulierungsstaats in Europa und verlieren Nationalstaaten an Bedeutung in der Energiepolitik? Inwieweit ist eine Regionalisierung der Energiewirtschaft zu erkennen und welche neuen Anforderungen ergeben sich daraus für die Energiepolitik der Länder und Kommunen? Ziel des Beitrags ist es, erste Tendenzen einer räumlichen Redimensionierung der Energiepolitik aufzuzeigen und erkennbare Probleme von Europäisierungs- und Regionalisierungsprozessen zu verdeutlichen.

Energy politics and territoriality: regionalisation and Europeanisation of the power supply and the spatial re-dimensioning of energy politics

The functional spaces of energy supply have up to now been closely linked to state territorial structures. By the creation of an European domestic energy market, the concentration of energy markets and global environmental concerns new functional spaces for energy supply have come into existence, which coincide less and less with state territorial structures. The question is what effect these processes which are lifting boundaries have on the spatial organisation of energy policy management. Is Europe becoming a regulatory state and will national states lose status in energy politics? To what extent is regionalisation recognisable in the energy industry and what new challenges are posed for the energy politics of the states and communities? The aim of this contribution is to highlight the first signs of the spatial re-dimen-

sioning of energy politics and to explain recognisable problems in the processes of Europeanization and regionalisation.

Dieter Gust

Auswirkungen der neuen Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland auf die raumplanerischen Steuerungsansätze

Das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 bot den kommunalen Stadt- bzw. Gemeindewerken und den regionalen Energieversorgungsunternehmen den Schutz des Monopols. Ohne den direkten Wettbewerb war es möglich, mit der Erzeugung und Verteilung von Strom Koppelungsgeschäfte zu verbinden. Einige davon, wie z. B. die Subventionierung des ÖPNV oder der kommunalen Bäder, waren aus wettbewerbspolitischer Sicht wohl kritisch zu sehen. Andere, wie z. B. die gekoppelte Erzeugung und Verteilung von Strom und Wärme, waren wettbewerbspolitisch neutral und energetisch sowie umweltpolitisch hoch effizient. Sie eröffneten den Kommunen einen breiten Handlungsspielraum für Aktivitäten im Bereich der kommunalen Umwelt- und Klimapolitik.

Mit den „Integrierten Kommunalen und Regionalen Energieversorgungskonzepten“ hatten sich – mit der Raumplanung gekoppelt – informelle Planungskonzepte etabliert, mit denen effektiv Einfluss auf die kommunale Energie- und Umweltpolitik genommen wurde. Solche Konzepte können jedoch auf einem offenen Markt, der sich einseitig an dem Preis für Strom orientiert und der keine Koppelungsgeschäfte mit der Wärme zulässt, nicht bestehen. Die Raumplanung wird so auf die klassische Aufgabe der Koordination und Sicherung von Trassen und Standorten zurückgedrängt. Damit droht durch die Liberalisierung des Strommarktes in Folge des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 auch der errungene Standard an kommunaler Energie- und Klimapolitik verloren zu gehen.

Um dem entgegenzuwirken, ist eine weitere Förderung regenerativer Energieträger und der Kraft-Wärme-Koppelung notwendig, bis neue informelle Konzepte unter den neuen Rahmenbedingungen gefunden und etabliert sind.

The effects of the new energy politics in the Federal Republic of Germany on spatial planning management approaches

The Energy Industry Act [Energiewirtschaftsgesetz] of 1935 offered monopolistic protection to communal city and/or community power plants and regional energy supply concerns. Without any direct competition it was possible to link allied industries with the generation and distribution of power. A few of these, for instance subsidising the public transport or the communal baths could be criticised from the viewpoint of competition policies. Others, such as the linked generation and distribution of power and heat were neutral in terms of competitiveness and highly efficient in terms of energy and the environment. These industries opened up a wide operational scope for activities in the areas of communal environmental and climatic politics.

With the “Integrated Communal and Regional Energy Supply Concepts”, informal planning concepts – linked to spatial planning – were established, with which effective influence on communal energy and environmental politics could be exercised. Such concepts can how-

ever not exist on an open market, which is unilaterally guided by the price of power while allowing no linked undertakings with the suppliers of heat. In this way, spatial planning is again restricted to its classic task of coordinating and securing routes and sites. In the process of the liberalisation of the power market due to the amendment of the Energy Industry Act [Energiewirtschaftsgesetz] of 1998, the standards of communal energy and climatic policies achieved until now could very well be lost.

To counter this, the further support of regenerative energy suppliers and a link between power and heat is required until new informal concepts have been created and established inside the new basic conditions.

Dieter Gust, Ulrich Fahl

Raumpolitischer Steuerungsbedarf und Schlussfolgerungen für raumpolitisches Handeln – Empfehlungen des Arbeitskreises

Als im Jahr 2001 der Arbeitskreis zur neuen Energiepolitik eingesetzt wurde, war die Skepsis groß, ob nach einer so kurzen Zeit der Liberalisierung und Privatisierung der Energieversorgung schon konkrete Auswirkungen auf die Raumplanung erkannt werden können. Es konnten jedoch klare Aussagen zum zukünftigen Bedarf an Standorten von Kraftwerken und Hochspannungsleitungen und damit zu den klassischen Aufgaben der Raumplanung geliefert werden. Hier besteht Handlungsbedarf hinsichtlich der (bundes- und europaweiten) Steuerung des Umbaus von Kraftwerken und der Erneuerung (mit Ausbau) des Hochspannungsleitungsnetzes sowie einer stärkeren räumlichen Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenarien-Ausgestaltung. Konkrete Aussagen gibt es auch zu den veränderten organisatorischen, gesellschaftlichen und juristischen Fragestellungen, wo insbesondere die räumliche Bindung der Stromversorgungsunternehmen immer mehr verloren geht. So zeichnet sich ein Handlungsbedarf hinsichtlich der Analyse notwendiger staatlicher (europäischer?) Interventionen zu den Feldern Versorgungssicherheit, Wettbewerb, Umweltverträglichkeit und Klimaschutz (Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien) ab.

Management needs with regard to spatial policies and conclusions for action in the field of spatial policies – recommendations by the working group

When the working group on a new energy politics was created in 2001, there was a lot of scepticism whether it would be possible, so soon after liberalisation and privatisation of power supply, for concrete results to be noticeable in spatial planning. It was however possible to provide clear evidence about the future need for sites for power plants and high-voltage power lines and thereby about the classic tasks of spatial planning. There is need for action regarding the (Federal and European) management of the rebuilding of power plants and the renovation (with extensions) of the high-voltage line network as well as a clear spatial differentiation in the field of analysis and the creation of scenarios. There are also specific recommendations about the changed organisational, social and juridical formulation of questions, in which the spatial commitment of the power supply concerns is increasingly being lost. For this reason, there is a need for action regarding an analysis of the need for state (European?) intervention in the fields of security of supply, competitiveness, environmental tolerance and climate protection (linking power and heat and renewable energies).