

Discussion Papers

440

Christian von Hirschhausen
Thorsten Beckers

Reform der Erdgaswirtschaft in der EU
und in Deutschland: Wie viel Regulierung
braucht der Wettbewerb?

Berlin, September 2004



DIW Berlin

German Institute
for Economic Research



Opinions expressed in this paper are those of the author and do not necessarily reflect views of the Institute.

DIW Berlin

German Institute
for Economic Research

Königin-Luise-Str. 5
14195 Berlin,
Germany

Phone +49-30-897 89-0

Fax +49-30-897 89-200

www.diw.de

ISSN 1619-4535

**Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland:
Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?**

Christian von Hirschhausen und Thorsten Beckers

DIW Berlin, und Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und
Infrastrukturpolitik (WIP)¹

Abstract

This article analyses the reform process in the European and the German natural gas sector. Competition in the industry and intra-European trade have been underdeveloped thus far. We argue that the European gas pipelines are a monopolistic bottleneck that require some form of access regulation, e.g. in the form of an Entry-Exit System. We discuss how regulation should be implemented at the European level and, subsequently, in Germany. We conclude that the European Gas Directive 2003/55/EC and the proposal for a new Energy Law in Germany offer a good point of departure for further reforms towards an integrated European market for natural gas.

Korrespondenz:

PD Dr. Christian von Hirschhausen

DIW Berlin

Königin-Luise-Str. 5

D-14195 Berlin

tel.: +49-30-89789-343

E-Mail: chirschhausen@diw.de

¹ Wir danken Achim Czerny, Andreas Kappeler, Georg Meran, Karsten Neuhoff, Reimund Schwarze sowie einem anonymen Referee für Anregungen und Kritik. Dank an Anne Neumann für Forschungsassistentz, der übliche Disclaimer gilt auch hier.

Der Wettbewerb am deutschen Erdgasmarkt erinnert an das Ungeheuer von Loch Ness.

Die einen schwören, er existiere. Die anderen halten ihn für bloße Illusion.

Handelsblatt, 27. Mai 2003, Sonderbeilage Energie

1. EINLEITUNG

Dieser Beitrag beleuchtet den Reformprozess in der europäischen und der deutschen Erdgaswirtschaft. Während in der Telekommunikation, dem Verkehrswesen sowie der Elektrizitätswirtschaft bereits Erfolge bei der Deregulierung erzielt worden sind (vgl. z.B. Kurth, 2003, Vogelsang, 2003 sowie Eisenkopf, 2003), dominieren in der Erdgaswirtschaft bisher nationale Alleingänge; von einem europäischen Binnenmarkt kann noch nicht die Rede sein. Diese Entwicklung ist umso bedenklicher, als dem vergleichsweise umweltfreundlichen Energieträger Erdgas angesichts der rückläufigen Bedeutung der Kernkraft sowie des bevorstehenden Handels mit CO₂-Zertifikaten eine strategische Rolle im Energiemix der Europäischen Union zukommt. Daher versucht die Europäische Union in jüngster Zeit, das Reformtempo in der Erdgaswirtschaft zu erhöhen, insbesondere durch die Beschleunigungsrichtlinie zum Erdgasbinnenmarkt (2003/55/EG, Europäische Union, 2003). Im Anschluss an die Richtlinie haben die meisten Mitgliedstaaten eine konsequentere Reform ihrer Erdgassektoren angekündigt, darunter auch Deutschland (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2003). Vor diesem Hintergrund diskutiert der Beitrag zuerst das grundlegende wirtschaftspolitische Problem, welches in der Schaffung von Wettbewerb durch Netzzugang im Erdgassektor besteht (Abschnitt 2). Abschnitt 3 zeigt noch bestehende Reformdefizite auf und vergleicht insbesondere die englische und deutsche Netzzugangsregulierung. Abschnitt 4 schließlich arbeitet den wirtschaftspolitischen Handlungsbedarf auf europäischer und auf deutscher Ebene heraus; Abschnitt 5 schließt.

2. DAS WIRTSCHAFTSPOLITISCHE PROBLEM: WETTBEWERB DURCH NETZZUGANG IN DER ERDGASWIRTSCHAFT

2.1 Regulierungsbedarf für die Erdgaswirtschaft?

Wie in anderen Netzindustrien besteht auch in der Erdgaswirtschaft die wirtschaftspolitische Herausforderung darin, Marktmissbrauch insbesondere auf denjenigen Stufen der Wertschöpfungskette zu verhindern, die Engpasseinrichtungen, oder sogenannte "Essential Facilities", darstellen.² Der Zugang zu diesen Engpasseinrichtungen sollte diskriminierungsfrei und zu fairen und angemessenen Preisen erfolgen, um Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu ermöglichen. Zur Durchsetzung dieser Forderung ist u.U. eine staatliche Regulierung erforderlich. Somit ist eingangs nach der Struktur der Erdgaswirtschaft und potentiellen Bereichen mit Engpasscharakter zu fragen (s.a. Schulz, 1996, S. 214 ff., International Energy Agency, 1994, 1998):

- Die Produktion erfolgt in Erdgasfeldern, oftmals in Verbundproduktion mit Erdöl. In diesem Segment herrscht weitgehend Wettbewerb, es herrscht keine Eingriffsnotwendigkeit;
- der Ferntransport von der Produktionsstätte in die Verbrauchsregionen erfolgt entweder durch Pipelines oder per Schiff (Flüssiggas). Innerhalb Europas erfolgt der

² Nach Knieps (2002, 171) liegt eine Essential Facility vor, wenn "Netzelemente gleichzeitig für die Erbringung einer Leistung auf dem nachgelagerten Markt zwingend erforderlich sind, am Markt nicht anderweitig vorhanden sind sowie objektiv zu wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen nicht duplizierbar sind." In Deutschland hat die Essential Facilities Doctrine im Jahr 1998 Berücksichtigung im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen gefunden: Missbrauch liegt nach § 19, Abs. 4,4 GWB vor, "wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen ... sich weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren."

Transport des Erdgases in Hochdruckpipelines.³ In diesem Bereich stellt sich die Frage nach der Engpasseinrichtung (s.u.);

- die Verteilung des Erdgases an die Endkunden (Haushalt, Kleinindustrie, Gewerbe, etc.) erfolgt durch Niederdruckpipelines vom „City Gate“, wo die Übergabe des Gases durch die Ferntransportunternehmen an den Endverteiler stattfindet. In der Literatur besteht Konsens über die Notwendigkeit der Regulierung der Verteilung, da sie ein nicht angreifbares natürliches Monopol darstellt;
- Handel findet auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen statt: Auf der Rohstoff- und Ferntransportseite dominieren langfristige Verträge zwischen Produzenten, Ferngasgesellschaften und Großhändlern; in geringerem Maß wird Spot- und Terminhandel sowie individueller over-the-counter-Handel betrieben. Die Ferngasgesellschaften ihrerseits verkaufen das Erdgas an Regionalgasunternehmen und Stadtwerke oder direkt an Großabnehmer, z.B. Kraftwerke. Im Handelsbereich gibt es somit ein hohes Maß an Wettbewerb, sofern die Handelsunternehmen Zugang zur Netzinfrastruktur erhalten.

Im Mittelpunkt der Diskussion steht somit die Frage, ob der Ferntransport eine Engpasseinrichtung ist, und ob bzw. welcher Regulierungsbedarf vorliegt. Knieps (2002) folgert aus der Existenz unterschiedlicher Fern- und Regionaltransportgesellschaften in Deutschland, dass es keine sachliche Berechtigung für Regulierung gebe, da die Erdgashändler mehrere Alternativen bei der Wahl der zu verwendenden Ferntransportnetze hätten. Auch Ströbele (1999, S. 390) argumentiert, der Ferntransport von Erdgas sei aufgrund der Bestreitbarkeit des Marktes durch freien

³ Entlang der gesamten Transportkette befinden sich Erdgasspeicher, die eine zentrale Rolle zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage spielen (Erdgas ist, im Unterschied zur Elektrizität, speicherbar). Der Regulierungsbedarf für den Zugang zu Erdgasspeichern ist ein wichtiger Aspekt in der aktuellen Diskussion, der in diesem Beitrag aber nicht gesondert thematisiert wird, vgl. z.B. International Energy Agency (1998), Däuper (2004).

Leitungsbau keine monopolistische Engpasseinrichtung; demzufolge brauche er auch nicht reguliert werden. Befürworter der Interpretation einer monopolistischen Engpasseinrichtung beziehen sich dagegen darauf, dass im Status Quo de facto in Europa und in Deutschland kein Netzwettbewerb herrscht (für Deutschland z.B. Riechmann, 2001, S. 776, Monopolkommission, 2002, S. 388, für Europa International Energy Agency, 1998, Europäische Kommission, 2003). Dabei wird darauf hingewiesen, dass es in den meisten Regionen de facto nur einen größeren Netzbetreiber gibt. In Europa ist seit der Liberalisierung im Jahr 1998 trotz der explizit vorgegebenen Möglichkeit zu eigenem Leitungsbau kein relevanter Markteintritt zu beobachten. Auch in Deutschland hat es nach der Abschaffung des Sondertatbestandes regionaler Gebietsmonopole (nach § 103 GWB) und dem Energiewirtschaftsgesetz im Jahr 1998 keinen signifikanten parallelen Leitungsbau mehr gegeben. Dies lässt darauf schließen, dass sich ein eigener Netzaufbau im deutschen bzw. europäischen Ferngastransport nicht lohnt.⁴

Die Beantwortung der Ausgangsfrage erfordert somit eine genauere Analyse der ökonomisch-technischen Charakteristika der Erdgaswirtschaft. Wettbewerb zwischen Netzgesellschaften erfordert, dass der relevante Bereich der Nachfrage jenseits der Netzkapazität liegt, bei dem die Durchschnittskostendegression des ersten Anbieters endet und sprungfixe Kosten anfallen (Brenck, 1993, 145). Eine Analyse der Kostenstruktur im Erdgasferntransport legt erhebliche Größenvorteile nahe:

- Die Kapazität einer Erdgaspipeline wächst mit der 2,5-fachen Potenz des Durchmessers.⁵ Dem maximalen Pipelinedurchmesser werden nur durch die Materialbeschaffenheit des Stahls Grenzen gesetzt, er liegt üblicherweise im

⁴ Anders ist die Situation in den USA, wo es zu parallelem Leitungsbau und Wettbewerb zwischen Pipelines gekommen ist; jedoch hängt dies eng mit der geographischen Konzentration von Erdgasaufkommen (im Süden des Landes) und –verbrauch (im Norden) zusammen.

⁵ Sofern nicht anders angegeben beruht die Kostenanalyse auf International Energy Agency (1994).

Bereich von 1400 mm. Die höheren Materialkosten einer dickeren Pipeline werden durch überproportional steigende Volumina überkompensiert, es kommt zu der für natürliche Monopole typischen fallenden Durchschnittskostenkurve (vgl. Abbildung 3 in International Energy Agency, 1994, S. 48);

- darüber hinaus gibt es auch Kostenvorteile beim Bau von mehreren nebeneinanderliegenden Pipelines in einer bestehenden Trasse. Diese Kostenvorteile beziehen sich auf die Bereiche Baukosten, Wegerechte, Sicherheitstechnik und Betriebskosten (z.B. Wartung). Schätzungen zufolge liegen die Kosten einer Parallelpipeline im Bereich von 80% der Kosten der ersten Pipeline; die dritte Parallelpipeline wiederum kostet etwa 70% der ersten Pipeline, usw.⁶

Angesichts dieser Kostenstruktur ist kein intensiver Netzwettbewerb zu erwarten. Die Abwägung der Argumente ergibt somit, dass die Ferntransportstufe in der deutschen und europäischen Erdgaswirtschaft einen Engpassfaktor bei der Erreichung der Endkunden darstellt und daher geeignete Instrumente der Netzzugangsregulierung geprüft werden müssen.

2.2 Ein Netzzugangsmodell für die Praxis: Das Entry-Exit System

Ein allokativ effizienter Netznutzungspreis sollte der Summe aus den Grenzkosten des Transports sowie dem Schattenpreis der Kapazitätsnutzung entsprechen.⁷ Problematisch

⁶ Quelle: Deutsche Beratergruppe Wirtschaft (1997): Financial Calculation of the Russian Yamal Project. Kiew. Eine Pipelinetrasse mit vier parallelen Pipelines erreicht eine Transportkapazität von 112 Mrd. m³ (~ 4 x Kapazität einer 1400 mm Pipeline à 28 Mrd. m³); zum Vergleich: der Erdgasverbrauch in Deutschland im Jahr 2003 betrug 86 Mrd. m³.

⁷ Zur Deckung des in diesem Fall auftretenden Defizits (entsprechend den Fixkosten des Netzes) kann in einer zweitbesten Lösung ein nachfrageelastizitätsabhängiger Aufschlag auf die Grenzkosten erfolgen (Ramsey-Preise). Weitere Preisregeln diskutieren Monopolkommission (2002), sowie (Brattle Group, 2000).

ist dabei die Ermittlung der tatsächlichen Transportkosten. Hier ist auch auf die Unterschiede zwischen Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft hinzuweisen. Kontrovers ist die Frage, ob einem angemeldeten Durchleitungsbegehren von Erdgas von Punkt A nach Punkt B tatsächlich ein physischer Erdgasstrom gegenübersteht, oder ob aufgrund der Möglichkeit, Gas „abzutauschen“, nur ein fiktiver Erdgastransport entsteht. Beim reinen Nettonetzmodell (auch: Abtauschmodell) hat die Entfernung zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkt keinen Einfluss auf die tatsächlich anfallenden Kosten, da es keinen tatsächlichen Transport zwischen diesen Punkten gibt; vielmehr werden Ein- und Ausspeisungen entlang des fiktiven Transportpfads abgetauscht (Weizsäcker, 2004, S. 12-16); die Elektrizitätswirtschaft ist ein Beispiel für ein reines Nettonetz. Das Kontraktpfadmodell geht dagegen für jedes Einzelgeschäft von einem konkreten physischen Transport von der Einspeise- zur Ausspeisestelle aus; in diesem Fall müssten die vollen Transportkosten berechnet werden. Die Transportvorgänge in der Erdgaswirtschaft stellen eine Mischung zwischen Nettonetz und Kontraktpfad dar und müssen dementsprechend spezifisch modelliert werden. Die physischen Erdgasflüsse können sich aufheben, wenn Transportbegehren in entgegengesetzten Richtungen zur gleichen Zeit anfallen; dies ist insbesondere in stärker vermaschten Netzen üblich (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2003, S. 50, Weizsäcker, 2004, S. 14); jedoch findet in den meisten Transportfällen eine gewisse physische Bewegung des Erdgases statt, welche Pumpkosten verursacht.

Aufbauend auf dieser Spezifik entwickeln Cremer, Gasmi und Laffont (2003) ein wohlfahrtsmaximierendes Netzzugangsmodell für die Erdgaswirtschaft: In diesem als „Nodalpreissmodell“ bezeichneten Ansatz hängen die Netzzugangspreise von den tatsächlich anfallenden Erdgasflüssen sowie den gerade vorherrschenden Kapazitätsengpässen ab. Jedoch hat die Netzzugangsregulierung nach dem Nodalpreissystem sehr hohe, in der Realität kaum erfüllbare Informationsanforderungen. Daher ist nach einer zweitbesten Alternative zu suchen,

welche die ökonomischen Prinzipien der Nodalpreise weitestgehend erfüllt und die tatsächlich anfallenden Transportkosten berücksichtigt, gleichzeitig aber einen vertretbaren Regulierungs- und Umsetzungsaufwand nach sich zieht. Diese Bedingungen werden durch das „Entry-Exit-System“ erfüllt (vgl. Riechmann, 2001, Brattle Group, 2000). Beim Entry-Exit System setzt sich das Netzentgelt aus einem Einspeisetarif und einem Ausspeisetarif zusammen. Der Kontraktpfad des Erdgases innerhalb des Netzes wird nicht direkt bepreist. Jedoch deckt der Netzbetreiber die tatsächlich anfallenden Transportkosten, indem er sie auf die Einspeise- und Ausspeisetarife umgelegt. Die Vergabe von Einspeise- und Ausspeisekapazität kann durch eine Auktion erfolgen, wodurch der Knappheit der Infrastruktur Rechnung getragen wird. Ein Sekundärhandel der gebuchten Kapazitäten ist möglich. Für das Entry-Exit Modell sprechen auch die geringeren Betriebskosten gegenüber einem Kontraktpfadmodell, bei dem der Erdgasabgleich und somit die tatsächlichen Kosten in Echtzeit ermittelt werden müssen. Sowohl in der Literatur als auch in der Wirtschaftspolitik wird das Entry-Exit-System inzwischen dem Kontraktpfadmodell für die Berechnung der Netznutzungsentgelte vorgezogen (Brattle Group, 2000, S. 10, Weizsäcker, 2004, sowie Monopolkommission, 2002, S. 380, Ziffer 7.2.3 „Netzzugangsfragen in der Gaswirtschaft“).

3. BEFUND: NOCH GERINGE WETTBEWERBSINTENSITÄT IM ERDGASMARKT

3.1 Stand der Reformen in der EU

Den bisherigen Bemühungen um die Liberalisierung der europäischen Erdgaswirtschaft sind nur geringe Erfolge beschieden gewesen. Eine erste Richtlinie zur Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes (98/30/EG) trat am 22. Juni 1998 in Kraft und wurde bis August 2000 von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt. Die erzielten Ergebnisse, insb. der fehlende Wettbewerb, werden in den Benchmarkingberichten der

Europäischen Kommission regelmäßig kritisiert (vgl. Europäische Kommission, 2003a).⁸ Tabelle 1 fasst den Stand der Reformen der Erdgaswirtschaft in den EU-Mitgliedstaaten zusammen; dem Wettbewerb hinderliche Bedingungen werden dabei grau hinterlegt.⁹ Nur ein Land, das VK, erfüllt alle Anforderungen an eine wettbewerbliche Erdgaswirtschaft. Deutschland rangiert im europaweiten Vergleich im hinteren Bereich.

Die Höhe der Netznutzungsentgelte variiert stark zwischen den einzelnen Mitgliedsländern: Die Niederlande weisen mit Abstand die geringsten Netzzugangsentgelte auf, gefolgt von denen im VK. Oberhalb des europäischen Durchschnitts liegen die Entgelte in Deutschland, Frankreich und Italien (Abbildung 1). Ein Vergleich der Erdgaspreise für industrielle Großkunden zeigt ebenfalls noch erhebliche Unterschiede, ein Indiz für einen geringen Integrationsgrad der europäischen Erdgaswirtschaft. Die Einzelhandelspreise für industrielle Großkunden liegen in Deutschland über denen anderer EU-Staaten; seit 1992 sind die Erdgaspreise in England um 40% relativ gegenüber den deutschen gefallen (Quelle: Eurostat).

Angesichts der geringen Fortschritte bei der Schaffung des Erdgasbinnenmarktes verabschiedeten das Europäische Parlament und der Rat im Sommer 2003 die Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, welche die beschleunigte Öffnung der Erdgasmärkte für den Wettbewerb bis spätestens Juli 2007

⁸ Besonders negativ schlagen dabei folgende Punkte zu Buche (Europäische Kommission, 2003a, S. 5-6):

Ungleicher Stand der Marktöffnung, unangemessene Tarifstrukturen, mangelnde Transparenz bezüglich der Verfügbarkeit von Infrastrukturkapazitäten, schleppende Herausbildung von Gashandelszentren (Hubs) sowie unnötig starre Ausgleichsregelungen.

⁹ Die Spalten 3 und 4 beziehen sich auf die institutionelle Form, in der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilungsnetzbetreiber von anderen, vormals vertikal integrierten Unternehmensteilen getrennt wurden: Der Grad der Unabhängigkeit der neuen Netzbetreiber nimmt in folgenden Stufen zu (bzw. die vermuteten Diskriminierungsanreize ab): Management – Buchführung – Rechtsform – Eigentum.

vorsieht (Europäische Union, 2003). Die rechtliche Entflechtung vormals integrierter Transport- und Verteilungsunternehmen soll vorangetrieben werden (Art. 9, 13) und der Zugang zu Speicherkapazitäten für Drittunternehmen vereinfacht werden (Artikel 19).¹⁰

Tabelle 1: Stand der Umsetzung der Gasrichtlinie in der Europäischen Union (2003)

Abbildung 1: Netzzugangsentgelte in der europäischen Erdgaswirtschaft (für Großverbraucher, in Euro/MWh)

3.2 Netzzugangsregime in England und Deutschland

Im folgenden wird anhand eines Strukturvergleichs der Netzzugangsregimes in England und Deutschland versucht, die Differenzen in den beobachteten Marktergebnissen zu erklären. Vergleichskriterien sind die institutionelle Ausgestaltung, die Anreize zu produktiver Effizienz sowie die allokative Effizienz. Bzgl. der institutionellen Ausgestaltung ist in England eine fachkompetente, unabhängige und relativ schlanke Regulierungsbehörde für den Erdgassektor zuständig (OFGEM, Office of the Gas and Electricity Market). Die Regulierung der englischen Erdgaswirtschaft wurde dadurch vereinfacht, dass das vormalig vertikal integrierte, monopolistische Erdgasunternehmen (British Gas) freiwillig sein Pipelinegeschäft verkaufte, um sich auf Produktion und Handel zu konzentrieren; dadurch konnte sich OFGEM auf die Regulierung des monopolistischen Bottlenecks konzentrieren. Sowohl die Erdgasförderung als auch der –handel wurden aus der Regulierung entlassen, nachdem dort der Wettbewerb

¹⁰ Ausnahmen von diesen Regeln sind nur möglich, wenn Gemeinwohlinteressen gefährdet sind, insb. die Versorgungssicherheit (Artikel 3 bzw. Artikel 21). Die Beschleunigungsrichtlinie ist im Dezember 2003 durch einen Verordnungsentwurf des Europäischen Parlaments und des Rates „Über den Zugang zu den Erdgasfernleitungen“ ergänzt worden (Europäische Kommission, 2003b, vgl. Neveling, 2004).

funktioniert. In Deutschland gelten bis zur Einführung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes die Regelungen der Selbstregulierung durch „Verbändevereinbarungen“ weiter.¹¹ Problematisch hierbei war, dass weder die Monopolstellung der Netzbetreiber durch „Verhandlung“ eingeschränkt werden konnte, noch es den Beteiligten gelang, einmal erzielte Verhandlungsergebnisse rechtssicher zu gestalten. Des weiteren ermöglichte die vertikale Integration sowohl die Diskriminierung von Drittunternehmen als auch die interne Quersubventionierung durch Verschiebung von Gemeinkosten aus den wettbewerblichen Bereichen in den Netzbereich. Hieraus resultierten tendenziell überhöhte Netznutzungstarife, insb. für Haushalte (vgl. Meran und Hirschhausen, 2004).

Im englischen System wird die produktive Effizienz des Netzbetreibers durch Anreizregulierung angestrebt. Der Netzbetreiber Transco unterliegt einer Preisgrenzenregulierung, welche ihm jährlich zu erreichende Produktivitätssteigerungen vorgibt. In Deutschland sah die Selbstregulierung bisher dagegen kostenbasierte Netzzugangsentgelte vor. Diese orientieren sich an historischen Investitionen, nicht jedoch an denen einer effizienten Leistungsbereitstellung, und sind damit tendenziell überhöht. Eine externe Kontrolle der angesetzten Kosten fand nicht statt.

Bzgl. der allokativen Effizienz ist anzumerken, dass in England das oben beschriebene Entry-Exit System eingeführt wurde. Dies ermöglichte die Herausbildung eines liquiden Handels für Transportkapazität. Einspeisekapazität an etwa 20 Einspeisepunkten werden durch Auktionen vergeben; die Ausspeisetarife (für mehrere Hundert Ausspeisepunkte) werden anhand von historisch beobachteten Knappheiten festgelegt und regelmäßig an die Marktentwicklungen angepasst. Die Preisstruktur berücksichtigt

¹¹ In diesen Verbändevereinbarungen hatten bisher der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft (VIK) und die Erdgaswirtschaft, vertreten durch den Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), Netzzugangsmodelle und andere Ausgestaltungsmerkmale für den Erdgasmarkt festgelegt.

somit sowohl die tatsächlichen Kosten des Gastransports als auch die Schattenpreise von Engpässen im System. In Deutschland basiert die Ermittlung der Netzentgelte dagegen auf dem Kontraktpfadmodell. Dieses ist sowohl transaktionskostenintensiv, weil der Kunde den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkt und den kompletten Leitungsweg konkret angeben und vertraglich mit allen betroffenen Netzbetreibern organisieren muss. Des Weiteren ergibt sich ein überhöhtes Zugangsentgelt, da die tatsächlichen Kosten aufgrund von Abtauschmöglichkeiten im Netz geringer sind als die im Kontraktpfad ermittelten.

Tabelle 2 fasst den Vergleich zwischen dem englischen und dem deutschen Regulierungsmodell zusammen, welcher die höheren Netzzugangspreise und somit auch höhere Erdgaspreise für die Verbraucher in Deutschland erklärt (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2003, Auer, 2003a,b); die englische Version des Entry-Exit Systems scheint dagegen einen wirksamen und diskriminierungsfreien Wettbewerb zu ermöglichen (International Energy Agency, 1998, Cavill, 2003).

Tabelle 2: Vergleich der Netzzugangsregime in England und Deutschland

4. WIRTSCHAFTSPOLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

In Europa besteht erhöhter Reformbedarf nunmehr in der konkreten Ausgestaltung des Entry-Exit Systems. Zur Erleichterung des intra-europäischen Handels sollten länderübergreifende Regelzonen geschaffen werden. Weiterer Reformbedarf besteht in der Schaffung eines Marktes für Ausgleichsenergie sowie der Öffnung des Speicherzugangs. Die Mitgliedstaaten sollten für eine möglichst große Transparenz der

Entscheidungsprozesse sorgen, damit die Europäische Kommission den ihr neu zugestandenem Kompetenzzuwachs nicht missbraucht.¹²

In Deutschland sind die Voraussetzungen zur Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinie im Referentenentwurf für das neue Energiewirtschaftsgesetz geschaffen worden. Insbesondere wurde eine Regulierungseinheit für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft mit weitreichenden Kompetenzen eingesetzt, welche in die bestehende Regulierungsbehörde für Post- und Telekommunikation (RegTP) eingegliedert wird (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004, Theobald, 2004). Die Behörde sollte den Wettbewerb in der Gaswirtschaft sicherstellen, insb. durch Entflechtung der Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen, Gewährleistung eines reibungslosen Versorgerwechsels, Streitbeilegung sowie Gewährleistung der Transparenz von Marktdaten (Richmann, 2003, 8).

Entscheidend für den Erfolg der Reformen wird auch in Deutschland die Einführung eines funktionierenden Entry-Exit Systems sein, welches im Monitoring-Bericht als Leitmodell für den zukünftigen Netzzugang gefordert wird. Das Entry-Exit Modell muss den Spagat zwischen Transaktionsunabhängigkeit, Börsenfähigkeit und Diskriminierungsfreiheit einerseits, sowie ausreichenden Substanzerhalt der Erdgasnetze andererseits gewährleisten (vgl. Däuper, 2004, S. 204). Die Regulierungsbehörde sollte alle Netzbetreiber bei der Einführung des Entry-Exit Modells unterstützen, wie dies per 1. Juli 2004 bereits von der in Norddeutschland tätigen Ferntransportgesellschaft BEB praktiziert wurde. Die konkrete Ausgestaltung

¹² Entsprechend Art. 9 und 14 des Verordnungs-Entwurfs soll die Kommission für eine Vielzahl der kritischen Bereiche ausführende Leitlinien erlassen können, z.B. bzgl. der Entgeltmethode, der Netzzugangsdienstleistungen und der Kapazitätszuweisungsmechanismen; Neveling (2004, S. 11) sieht hierin eine erhebliche institutionelle Neuerung, „dessen Reichweite im Moment noch kaum abgeschätzt werden kann.“

des Modells bzgl. der Punkte Kapazitätszuteilung, Engpassmanagement und Speicherzugang sollten umgehend erfolgen. Regelzonen sollten netzgebietübergreifend konzipiert werden und es sollten maximal drei bis fünf Zonen eingerichtet werden (vgl. ausführlich Däuper, 2004).

Des Weiteren wird es Aufgabe der Regulierungsbehörde sein, die Transport- und Verteilunternehmen – entsprechend internationaler Praxis – bei der Festlegung effizienzorientierter Netzzugangspreise einem Benchmarking-Prozess zu unterwerfen. Dabei sollen die Kosten der Unternehmen anhand von Strukturmerkmalen vergleichbar gemacht werden.¹³ Hierfür ist eine systematische Erfassung der Daten notwendig. Von besonderer Bedeutung ist hier die Schaffung einer transparenten Informationsplattform bzgl. der Netznutzung in Echtzeit; diese Information existiert derzeit weder in Deutschland noch in Kontinentaleuropa. Auch die Einrichtung eines online-Handelsportals für Transportkapazitäten, wie in den U.S.A. und im VK seit Jahren üblich, gehört zum Pflichtenheft.

5. FAZIT: AUF DEM WEG ZU EINEM EUROPÄISCHEN ERDGASBINNENMARKT

Die europäische Erdgaswirtschaft, ein Latecomer in der Liberalisierung von Netzwerkindustrien, befindet sich in einem grundlegenden, strukturellen und institutionellen Veränderungsprozess. Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG sowie die sie begleitenden Rechtsnormen haben allen Mitgliedsländern eine klare Perspektive für eine wettbewerbliche Erdgaswirtschaft eröffnet. Zentrale verbleibende Reformschritte sind die europaweite Einführung eines Entry-Exit-Netzzugangmodells sowie die

¹³ Frontier Economics und Consentec (2003, S. 14) schlagen eine möglichst geringe Anzahl von Strukturvariablen für einen Preisvergleich vor; auch in England, Australien und den Niederlanden konnten mit einem relativ einfachen Benchmarkingmodell wichtige Informationen über Effizienzpotenziale in der Gaswirtschaft ermittelt werden.

Vereinfachung des grenzüberschreitenden Handels. Die deutsche Erdgaswirtschaft sollte sich an den positiven Erfahrungen einiger anderer Länder bei der wettbewerbsorientierten Regulierung orientieren.

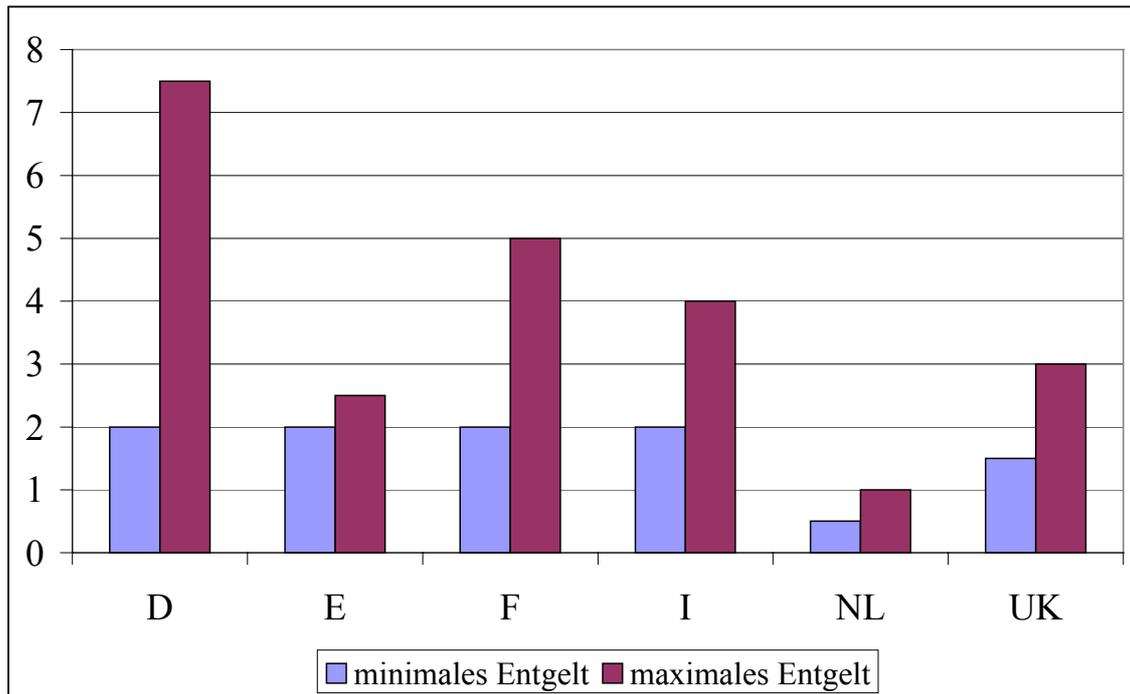
Literaturverzeichnis

- Auer, Josef (2003a), Erdgas: Marktöffnung nur auf dem Papier. Deutsche Bank Research: Aktuelle Themen für mehr Wachstum in Deutschland, 261. Frankfurt.
- Auer, Josef (2003b), Liberalisierung der Erdgaswirtschaft – Mit Hochdruck zum Wettbewerb. Deutsche Bank Research: Themen international, 280. Frankfurt.
- BDI, VIK, BGW, VKU (2002), Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II), Berlin.
- Brattle Group (2000), Methodologies for Establishing National and Cross-Border Systems of Pricing of Access to the Gas System in Europe, London, Brussels, Report Prepared for the European Commission.
- Brenck, Andreas (1993), Privatisierungsmodelle für die Deutsche Bundesbahn. In: Allemeyer, W., u.a.: *Privatisierung des Schienenverkehrs*, Beiträge aus dem Institut für Verkehrswissenschaft an der Universität Münster, Band 130. Göttingen, Vandenhoeck&Ruprecht, 37-183.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003), Bericht an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), Referentenentwurf zum neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Berlin.
- Cavill, Harry (2003), The Development of the UK Gas Market, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 27(2), 109-115.
- Cremer, Helmuth, Farid Gasmi and Jean-Jacques Laffont (2003), Access to Pipelines in Competitive Gas Markets, *Journal of Regulatory Economics*, 24(1), 5-33.
- Däuper, Olaf (2004), Mehr Wettbewerb im Gasnetz? Eine Bestandsaufnahme zur Ausgestaltung der Regulierung des Gasnetzzugangs, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54(3), 204-208.
- Däuper, Olaf, und Marc Hartmann (2003), Kommentar zu Netzzugangsmodellen auf der Ferngasstufe, *Energie & Management* (15. Dezember, Beilage „Marktplatz Energie“, VI ff.).
- Eisenkopf, Alexander (2003), Zur Rolle von sektorspezifischen Regulierungsinstitutionen in Netzindustrien, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 4(4), 449-465.
- Europäische Kommission (2003a), Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel, SEK(2003) 448.

- Europäische Kommission (2003b), Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, Brüssel, KOM (2003) 741 endg.
- Europäische Union (2003), Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, Amtsblatt Nr. L176/57-78 (15.7.2003).
- Europäische Union, (1998), Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Brüssel, Amtsblatt Nr. L 245 (4.1. 1998).
- Frontier Economics, und Consentec (2003), Netzpreisaufsicht in der Praxis, Aachen, Abschlussbericht für VIK und BDI.
- Hirschhausen, Christian von, und Anne Neumann (2003), *Liberalisierung der europäischen Gaswirtschaft*, DIW Wochenbericht Nr. 36/03, 560-567.
- International Energy Agency (1994), *Natural Gas Transportation - Organization and Regulation*. OECD, Paris.
- International Energy Agency (1998), *Natural Gas Pricing in Competitive Market*. OECD, Paris.
- International Energy Agency (2004), *Security of Gas Supply in Open Markets – LNG and Power at a Turning Point*. OECD, Paris.
- Knieps, Günter (2001), *Wettbewerbsökonomie – Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. Springer, Berlin/Heidelberg.
- Knieps, Günter (2002), Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft – Eine netzökonomische Analyse, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 26(3), 171-179.
- Kurth, Matthias (2003), Privatisierung/Deregulierung/Marktverfassung: Die Sicht der Regulierungsbehörde, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 4(3), 341-358.
- Markert, Kurt (1997), Die Anwendung des US-amerikanischen Monopolisierungsverbots auf Verweigerungen des Zugangs zu „wesentlichen Einrichtungen“, in: Immenga (Hrsg.), *Festschrift für Ernst-Joachim Mestmäcker*. Nomos, Baden-Baden, 661-671.
- Meran, Georg, and Christian von Hirschhausen (2004), Corporate Self-Regulation vs. Ex-Ante Regulation – The Case of the German Gas Sector, paper to be presented at the Annual Meeting of the German Economic Association (Verein für Socialpolitik), Dresden.

- Monopolkommission (2001), Wettbewerbspolitik in Netzstrukturen (13. Hauptgutachten), Bonn, Bundestags-Drucksache 14/4465.
- Monopolkommission (2002), Netzwettbewerb durch Regulierung (14. Hauptgutachten), Bonn, Bundestags-Drucksache 14/9903.
- Neveling, Stefanie (2004), Der Verordnungsentwurf der Europäischen Kommission über den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, *Zeitschrift für Energie - Markt - Wettbewerb*, (2), 6-11.
- Richmann, Alfred (2003), Wettbewerbsbehörde bei Strom und Erdgas, *Ifo-Schnelldienst*, 56(19), 6-8.
- Riechmann Christoph (2001), Notwendige Bausteine für die Gasliberalisierung in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51(12), 776-779.
- Schulz, Gerhard (1996), *Preisbildung in der Energiewirtschaft*, Energiewirtschaft und Technik Verlag (Schriften zur energiewirtschaftlichen Forschung und Praxis, Band 5), Essen.
- Seidewinkel, Gregor, Andreas Seifert und Uwe Wetzel (2001), *Rechtsgrundlagen für den Netzzugang bei Erdgas*. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser GmbH, Bonn
- Ströbele, Wolfgang (1999), Mehr Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt? Zur Übertragbarkeit US-amerikanischer und britischer Erfahrungen, in: Erlei, M., M. Leschke, D. Sauerland, E. Schulz (Hrsg.), *Gedenkschrift für M. Borchert*. Regensburg, 150-177.
- Theobald, Christian (2004), Neues EnWG: 10 Eckpunkte zum Referentenentwurf, *Infrastrukturrecht*, 1(3), 50-53.
- Vogelsang, Ingo (2003), The German Telecommunications Reform – Where Did it Come From, where is it, and where is it Going?, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 4(3), 313-340.
- Weizsäcker, C. Christian von (2004), Einführung in die Thematik, in: Oberender, Peter (Hrsg.), *Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft*. Berlin, Duncker&Humblot (Schriften des Vereins für Socialpolitik, Neue Folge Band 299). S. 9-22.

Abbildung 1: Netzzugangsentgelte in der europäischen Erdgaswirtschaft (für Großverbraucher, Euro/MWh)



Quelle: Europäische Kommission (2003, S. 43)

Tabelle 1: Stand der Umsetzung der Gasrichtlinie in der Europäischen Union (2003)

	Erklärte Marktöffnung (%)	Entflechtung: Fernleitungsnetzbetreiber	Entflechtung: Verteilungsnetzbetreiber	Regulierer	Struktur der Fernleitungsentgelte	Gesamtnetzentgelt	Kapazitätsbuchungsverfahren	Ausgleichsbedingungen fördern den Einstieg	Konzentration auf dem Großhandelsmarkt
Osterreich	100	Rechtsform	Rechtsform	ex ante	wird geprüft	n.a.	moderat	günstig	ja
Belgien	59	Rechtsform	Rechtsform	ex ante	Entfernung	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Dänemark	35	Rechtsform	Rechtsform	ex post	Briefmarkentarif	hoch	unflexibel	ungünstig	ja
Frankreich	20	Buchführung	Buchführung	n.a.	Entfernung	hoch	unflexibel	moderat	ja
Deutschland	100	Buchführung	Buchführung	NTPA*	Entfernung	hoch	unflexibel	ungünstig	moderat
Irland	82	Management	Management	ex ante	Entry/Exit	normal	flexibel	moderat	nicht bekannt
Italien	100	Rechtsform	Rechtsform	ex ante	Entry/Exit	normal	flexibel	günstig	ja
Luxemburg	72	Buchführung	Buchführung	ex ante	Briefmarkentarif	normal	flexibel	ungünstig	ja
Niederlande	60	Management	Buchführung	hybrid	Entfernung	normal	flexibel	moderat	ja
Spanien	79	Eigentum	Rechtsform	ex ante	Briefmarkentarif	normal	flexibel	günstig	ja
Schweden	47	Buchführung	Buchführung	ex post	Briefmarkentarif	hoch	flexibel	k.A.	ja
VK	100	Eigentum	Rechtsform	ex ante	Entry/Exit	normal	flexibel	günstig	moderat

* NTPA = verhandelter Netzzugang

Unterlegung bedeutet "dem Wettbewerb hinderliche Bedingung"

Quelle: Europäische Kommission (2003, S. 6)

Tabelle 2: Vergleich der Netzzugangsregimes in England und Deutschland

	England	Deutschland
Institutionelle Ausgestaltung	<p>+</p> <ul style="list-style-type: none"> - Starke, unabhängige Regulierungsbehörde - Vertikale Disintegration, Netzbetreiber getrennt vom Rest des Sektors 	<p>-</p> <ul style="list-style-type: none"> - Selbstregulierung durch Verbändevereinbarung - Vertikale Integration Netzbetrieb-Handel
Anreize zu produktiver Effizienz	<p>+</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anreizorientierte Preisgrenzenregulierung - Keine Überrendite für Netzbetreiber 	<p>-</p> <ul style="list-style-type: none"> - Implizites Kostenzuschlagsprinzip - Tendenziell Überrenditen für Netzbetreiber
Allokative Effizienz	<p>+</p>	<p>-</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Berücksichtigung des tatsächlichen Lastflusses - Versteigerung von Engpasskapazität - Preishöhe 	<p>+ (Entry-Exit System)</p> <p>+</p> <p>+</p>	<p>- (Kontraktpfad)</p> <p>-</p> <p>-</p>