

Elsenbast, Wolfgang

Article — Published Version

Anreizregulierung in der Gaswirtschaft

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Elsenbast, Wolfgang (2006) : Anreizregulierung in der Gaswirtschaft, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 86, Iss. 2, pp. 134-140, <https://doi.org/10.1007/s10273-006-0482-3>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/42616>

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.

Wolfgang Elsenbast

Anreizregulierung in der Gaswirtschaft

Im Juli 2005 trat das Energiewirtschaftsgesetz in Kraft. Dieses auch die Gaswirtschaft betreffende Gesetz schreibt der Bundesnetzagentur die Vorlage eines Berichtes zur Anreizregulierung bis zum Juli 2006 vor. Inwieweit besteht ein Regulierungsbedarf in der Gaswirtschaft? Welche Mechanismen einer Anreizregulierung sind effizient? Wie sollte eventuell entstehenden Qualitätsmängeln begegnet werden?

Das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht vor, dass die Bundesnetzagentur binnen zwölf Monaten einen Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung vorzulegen hat. Insofern steht in Deutschland auch in der Gaswirtschaft eine Anreizregulierung „vor der Tür“. Dies gilt umso mehr, als eine Anreizregulierung die gängige Regulierungspraxis in vielen Staaten ist und sich viele Regulierungsexperten für sie aussprechen. In diesem Artikel wird auf zentrale Ausgestaltungsmerkmale einer solchen Regulierung eingegangen.

In Deutschland wird derzeit heftig diskutiert, ob eine Anreizregulierung in der Gaswirtschaft eingeführt werden soll und wie diese im Detail auszugestaltet ist. Hintergrund ist, dass der neue gesetzliche Regulierungsrahmen bis auf die überregionalen Ferngasnetze prinzipiell eine Ex-ante-Regulierung vorsieht, ein angesichts der Vielzahl der Netze in Deutschland bei einer reinen Kostenregulierung aufwändiges und ineffizientes Vorgehen. Da auch eine generelle Missbrauchsaufsicht volkswirtschaftlich nicht geboten scheint, ist die Einführung der gegenüber einer Kostenregulierung eindeutig weniger regulierungsintensiven Anreizregulierung ein attraktiver Ansatz¹. Bei der inhaltlichen Gestaltung der Anreizregulierung geht es insbesondere um die Wahl des Anreizschemas, um die Kostensenkungsvorgaben und die Qualitätsregulierung. Beim Anreizmechanismus konkurrieren in erster Linie eine Price-Cap- und eine Revenue-Cap-Regulierung. Bei den Kostensenkungsvorgaben sind insbesondere die Produktivitätssteigerungsvorgabe und die Effizienzanforderungen beim Start einer Anreizregulierung zu erörtern. Darüber hinaus ist perspektivisch zu fragen,

ob in der Gaswirtschaft langfristig ein „Phasing-out“ der Ex-ante-Regulierung – unter die auch die Anreizregulierung fällt – anzustreben ist, d.h. eine Rückkehr zu einer generellen Missbrauchsaufsicht, oder ob eventuell ein Übergang zu einer Yardstick-Regulierung geboten erscheint.

Regulierungsbedarf in der Gaswirtschaft

Bei der Entwicklung eines Konzeptes der Anreizregulierung ist aus regulierungspolitischer Sicht vorab zu klären, inwieweit in Gasnetzen eine stabile Marktmacht und somit Regulierungsbedarf besteht. Diese Fragestellung stellt sich nach dem neuen Gesetzesrahmen insbesondere für überregionale Ferngasnetze. Nach der Gasentgeltverordnung werden diese Netze von einer Ex-ante-Regulierung ausgenommen, wenn von den Betreibern nachgewiesen wird, dass wirksamer Wettbewerb herrscht. Hingegen unterliegen regionale Ferngasnetze sowie regionale und lokale Verteilnetze einer Ex-post-Regulierung.

Zur Beurteilung der Frage nach der Regulierungsnotwendigkeit liefert der Bottleneck-Ansatz einen möglichen Beurteilungsmaßstab. Nach ihm besteht in einem Netz ein Regulierungsbedarf, wenn eine wesentliche Einrichtung besteht, d.h. wenn mindestens eine Wertschöpfungsstufe sich durch die Eigenschaften eines natürlichen Monopols und durch versunkene Kosten auszeichnet und sie weder aktiv noch potenziell zu substituieren ist; mithin weder eine vergleichbare Einrichtung besteht, noch diese in absehbarer Zeit in wirtschaftlicher Weise zu erstellen ist. Unter diesen Bedingungen liegt eine stabile netzspezifische Marktmacht vor. Vertreter des „Bottleneck“-Ansatzes argumentieren, dass bei Ferngasnetzen keine Regulierungsnotwendigkeit besteht². Den unterstellten

Dr. Wolfgang Elsenbast, 41, ist Berater bei der Institut der deutschen Wirtschaft Köln Consult GmbH und Lehrbeauftragter für Volkswirtschaftslehre an der Fachhochschule Köln. Davor war er wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der Monopolkommission.

¹ Ebenso D. Schmitt: Beitrag zum Wirtschaftspolitischen Forum: (De-)Regulierung der Energiewirtschaftsbranche, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Heft 1/2005, S. 92-100. Ausführlich zum Vergleich der Kosten- und Anreizregulierung siehe beispielsweise Monopolkommission: Hauptgutachten 2000/2001, Bonn 2002, Tz. 775-792.

wirksamen Wettbewerb führen sie auf die Existenz paralleler Infrastrukturen sowie der Infrastrukturkonkurrenz zum bestehenden Fernleitungsnetz zurück. Letztere resultiere aus der Nutzung alternativer Fernleitungsnetze in Verbindung mit dem Zugang zu Regionalnetzen.

Diese Argumentation ist zwar im Rahmen des Bottleneck-Ansatzes schlüssig, dennoch ist zu hinterfragen, ob die wettbewerbspolitische Einschätzung des Ansatzes im konkreten Fall der Gaswirtschaft überzeugt; das heißt, die zu überprüfenden Vorgaben nur notwendige aber keine hinreichenden Bedingungen für einen wirksamen Wettbewerb darstellen³. So ist der Infrastrukturwettbewerb beim überregionalen Ferngasnetz weitgehend durch Duopolstrukturen gekennzeichnet, die stillschweigende Übereinkünfte attraktiv erscheinen lässt. Beispielsweise hat die Einführung eines Entry-exit-Preissystems zu keinen unmittelbaren Preissenkungen geführt. Erst die konkreter werdende Ex-ante-Regulierung nach dem EnWG hat die Netzbetreiber zu Änderungen bei den Netzzugangsgebühren bewegt, allerdings speziell für den Bereich der preislich besonders reagiblen Industriekunden. Diese Beobachtungen und auch der mangelnde Neubau von Gasleitungen lassen vermuten, dass der Markt im Bereich der Ferngasnetze aus sich heraus nicht zu einem wirksamen Wettbewerb tendiert, mithin eine relevante Marktmacht der Netzbetreiber besteht, welche ohne Regulierungsandrohung in einem nicht unerheblichen Maße genutzt wird.

Insofern sollte die Bundesnetzagentur die Argumente der Netzbetreiber im Ferngasbereich streng prüfen; die Möglichkeit wettbewerblcher Verhaltensweisen bei einer bestimmten volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise reicht nicht aus, um hinreichend zu belegen, dass keine Regulierungsnotwendigkeit besteht. Vielmehr geht es gerade in Oligopolmärkten auch darum, empirisch zu überprüfen, inwieweit Wettbewerb besteht bzw. sich entwickelt⁴. Ansatzpunkt zur Überprüfung der Marktmacht böte der hypothetische Monopolisten-Test (HM). Der HM ist ein Gedankenexperiment und überprüft, ob Nachfrager

eine kleine, bleibende Erhöhung der relativen Preise von 5-10% hinnehmen oder aber auf Grund des Preisanstiegs ihr Konsumverhalten ändern und auf leicht verfügbare Substitutionsprodukte ausweichen. Die Einschätzung, dass dieser Test positiv ausfallen könnte, d.h. Marktmacht belegt wird, begründet sich durch die nicht im ausreichenden Maße vorhandenen Ausweichkapazitäten bei knappen Transportalternativen. Um dieses Gedankenexperiment empirisch zu unterfüttern, könnten Price-Cost-Margins⁵, d.h. ein Lerner-Index, bestimmt und deren Entwicklung über die Zeit verglichen werden; dabei sind vergleichsweise hohe „margins“ aufgrund der Fixkostenproblematik und Größenvorteile zu berücksichtigen. Eine weitere Methode zur Feststellung von Marktmacht bietet der so genannte „Residual Supply“-Index (RSI), der untersucht⁶, in welchem Maße die Erzeugerkapazität unter Ausnahme des quantitativ wichtigsten Anbieters in der Lage ist, die Nachfrage zu befriedigen. Empirische Studien zeigen, dass der RSI stark mit dem Lerner-Index korreliert⁷.

Unstrittig im Vergleich zur Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse bei den Ferngasnetzen ist hingegen, dass bei Verteilnetzen eine stabile Marktmacht des „Incumbants“ zu verzeichnen ist. Diese sind nicht aktiv oder passiv zu substituieren und sind durch erhebliche Größenvorteile und versunkene Kosten gekennzeichnet. Insofern steht hier die Regulierungsnotwendigkeit nicht in Frage.

Price- oder Revenue-Cap-Regulierung?

Bei den Mechanismen einer Anreizregulierung konkurrieren in der Regulierungspolitik im Wesentlichen die Price-Cap-Regulierung mit der Revenue-Cap-Regulierung. Unter einer Price-Cap-Regulierung ist eine Vorgabe an die Durchschnittserlöse zu verstehen⁸, unter der Revenue-Cap-Regulierung eine Vorgabe an die Gesamterlöse eines Netzes⁹. Beide Regulierungsansätze setzen eindeutige Kostensenkungsanreize, jedoch in unterschiedlicher Form. Bei einer Price-Cap-Regulierung wird eine wohlfahrtstheoretisch günstige Preisstruktur induziert, so genannte

² Vgl. G. Knieps: Wettbewerb auf Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft – Eine netzökonomische Analyse, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 26/3, 2002, S. 171-180.

³ Zu einer gegenteiligen Auffassung bezüglich der Wirksamkeit des Wettbewerbs auf der Ferngasebene siehe Monopolkommission, a.a.O., Tz. 842; sowie C. von Hirschhausen, T. Beckers: Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?, DIW Discussion Paper 440, Berlin 2004, S. 5 f.

⁴ Aus diesen Beobachtungen kann dann wieder über die spezifische Aussagekraft volkswirtschaftlicher Theorienansätze geschlossen werden.

⁵ Price-Cost-Margins setzen die Abweichung der Preise von den Grenzkosten ins Verhältnis zu den Preisen; deren Wert liegt zwischen Null und Eins.

⁶ Beim „Residual Supply“-Index wird aus theoretischer Sicht implizit eine vollkommen preisunelastische Nachfrage unterstellt.

⁷ Vgl. A. Sheffrin: Predicting Market Power with the Residual Supply Index, FERC Market Monitoring Workshop, 12.-14. Dezember 2002.

⁸ Formal $w_0 p_t \leq w_0 p_0 (1+I-X)$; w steht für die Gewichtung; hier entsprechend dem Laspeyres-Index, p für Preise; I für die Preisveränderung der Inputs und X für die erwartete Produktivitätssteigerung.

⁹ Formal $R_t \leq R_0 (1+I-X)$; R steht für Erlöse.

Ramsey-Boiteux-Preise. Die induzierte Preissetzung orientiert sich idealerweise an den Preiselastizitäten und Kostenstrukturen derart, dass der Wohlfahrtsverlust aus der Abweichung von Grenzkostenpreisen minimiert wird. Aus regulierungspolitischer Sicht ist allerdings zu berücksichtigen, dass eventuell Subcaps gebildet werden, d.h. gegebenenfalls die Tarife für Privat- und Industriekunden in getrennten Körben reguliert werden. Hierdurch werden Quersubventionierungsmöglichkeiten beschränkt, aber zugleich auch die Möglichkeit einer wohlfahrtstheoretisch optimalen Preisdifferenzierung¹⁰. Insgesamt erscheint eine Price-Cap-Regulierung aus wohlfahrtstheoretischer Sicht besonders attraktiv, da sie kompatibel mit wohlfahrtstheoretisch optimalen Ansätzen zur Bepreisung des Netzzugangs ist¹¹.

Für einen Revenue-Cap kann vorgebracht werden, dass er eine vergleichsweise einfache und praktische Form der Anreizregulierung darstellt. Zudem besitzt ein Revenue-Cap den Vorteil, dass er die Netzbetreiber im Vergleich zu einem Price-Cap gegen mit den Mengen schwankenden Vorgaben für die Durchschnittserlöse versichert. Dieser Vorteil ist insofern von Belang, als in der Gaswirtschaft nur ca. 15% der Netzkosten als variabel einzustufen sind. Mithin ist der „abgesicherte“ Kostendeckungsgrad bei einer Price-Cap-Regulierung geringer als bei einer Revenue-Cap-Regulierung. Des Weiteren wird argumentiert, dass Gründe der ökologischen Effizienz für eine Revenue-Cap-Regulierung sprechen, da die Unternehmen im Gegensatz zur Price-Cap-Regulierung keine Anreize zur Mengenausdehnung haben¹². Diesen Vorteilen, soweit sie aus der Sicht eines Ökonomen von Belang sind, stehen Nachteile gegenüber. So dürfte die resultierende Preisstruktur unter einem Revenue-Cap allokativ ungünstiger als bei einem Price-Cap sein. Zudem besteht ein Anreiz, die Preise durch eine Verknappung des Angebotes über die Monopolpreise anzuheben¹³. Dem letzteren

Punkt ist allerdings aus praktischer Sicht entgegenzuhalten, dass er zumindest in der kurzen Frist eine Angebotsverknappung schwierig durchzusetzen sein dürfte. Dennoch ist sie nicht per se unmöglich.

Hybride Regulierungsansätze

Neben den „reinen“ Formen einer Price- oder Revenue-Cap-Regulierung konkurrieren hybride Ansätze. Bei den so genannten „Multiple Driver“-Ansätzen werden, um die Struktur der Netzkosten besser abbilden zu können, zusätzlich relevante Kostentreiber in die Anreizformel mit aufgenommen. Nach dem EnWG ist eine Ergänzung um Mengenveränderungen im Rahmen einer Price-Cap-Regulierung möglich. Aktuelle wirtschaftswissenschaftliche Ergebnisse zeigen allerdings, dass die Gefahr der strategischen Outputreduktion gerade bei einem hybriden Revenue-Cap beseitigt werden kann¹⁴. Insofern wäre es gegebenenfalls wünschenswert, wenn auch ein hybrider Revenue-Cap, d.h. eine Ergänzung um relevante Kostentreiber, im deutschen Regulierungsrahmen als mögliche Alternative zugelassen würde. Außer den „Multiple Driver“-Ansätzen werden in der regulierungsökonomischen Literatur vor allem so genannte Sliding-Scales diskutiert.

Ein „Sliding Scale“ ist eine Gewinnaufteilungsregel, die einsetzt, wenn bestimmte Renditeschwellen überschritten werden¹⁵. Aktuelle Ergebnisse belegen, dass bei einer Sliding-Scale-Regulierung, bei der Effizienz und die Anstrengungen der Manager nicht beobachtbar sind, signifikante Wohlfahrtsgewinne gegenüber einer reinen Price-Cap-Regulierung erzielt werden können¹⁶. Sliding-Scales sind somit besonders attraktiv, wenn die Kostensenkungsmöglichkeiten eher unbekannt sind und die Unternehmen befürchten, bei zu starken Kostensenkungsbemühungen durch eine härtere Regulierung in der nächsten Periode bestraft zu werden. Ähnlich wie „Sliding Scales“ funktionieren so genannte „Glide paths“. Diese bestimmen, wie bei einer überproportionalen Rendite des Netzbetreibers die Überschüsse während einer Regulierungsperiode reduziert und zwischen Kunden und Produzenten umverteilt werden. Denkbar ist schließlich auch, dass ein Menü an Verträgen von Seiten des Regulierers offeriert wird. Unternehmen können in diesem Fall zwischen

¹⁰ Zum globalen Price Cap vergleiche J.-J. Laffont, J. Tirole: Creating competition through interconnection: Theory and practise, in: Journal of Regulatory Economics, Vol. 10, 1996. Kritisch zu diesem Ansatz Monopolkommission, a.a.O., Tz. 785; sowie W. Eisenbast: Ein industrieökonomischer Rahmen für die Netzzugangsregulierung bei postalischen Teilleistungen, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Heft 1/2001, S. 31 f.

¹¹ Ein wohlfahrtsoptimales Netzbepreisungssystem für die Gaswirtschaft wird abgeleitet bei H. Cremer, F. Gasmi, J.-J. Laffont: Access to Pipelines in Competitive Gas Markets, in: Journal of Regulatory Economics, Vol. 24, Nr. 1, 2003, S. 5-33.

¹² Vgl. U. Leprich, W. Irrek, S. Thomas: Das „Multiple Driver Cap Scheme“ als Basis einer schlanken Anreizregulierung im liberalisierten Strommarkt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 25/4, 2001, S. 236.

¹³ Vgl. M. A. Crew, P. R. Kleindorfer: Incentive Regulation in the United Kingdom and the United States: Some Lessons, in: Journal of Regulatory Economics, 9:3; 1996, S. 211-225.

¹⁴ Vgl. B. Lantz: Two-Part Pricing under revenue cap regulation, FE-rapport 2005-48, Universität Göteborg, Göteborg 2005.

¹⁵ Denkbar im Rahmen einer Sliding-Scale-Regulierung ist auch, dass entsprechende Verlustaufteilungsregelungen definiert werden.

¹⁶ Vgl. D. Hawdon et al.: Optimal Sliding Scale Regulation: An Application to Regional Electricity Distribution in England and Wales, CEPR Discussion Paper DP 4934, London 2005.

Kombinationen aus X-Faktoren und Gewinnaufteilungsregeln wählen. Ein solches Menü sollte von einem Price-Cap ohne Aufteilung ausgehend definiert werden. In diesem Price-Cap wird der X-Faktor nach der Vorgabe der erwarteten Kostensenkungsmöglichkeiten definiert¹⁷.

Fasst man die hier präsentierten Ergebnisse zusammen, so ist aus der Sicht des Autors insbesondere ein durch einen „Glide path“ oder ein „Sliding-Scale“ ergänzter Price-Cap attraktiv. Eine Alternative hierzu ist in einem hybriden Revenue-Cap zu sehen. Beide Ansätze stellen eine gute Verknüpfung zwischen wünschenswerten ökonomischen Eigenschaften und den Anforderungen an eine praktische Implementierbarkeit dar.

Ausgangspunkt der Entgelte

Bei Einführung einer Anreizregulierung wird sich sofort die Frage nach dem Ausgangstarifniveau stellen. Die Gasentgeltverordnung legt diesbezüglich nahe, dass sich die genehmigungsfähigen Tarife an den Kosten eines effizienten strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu orientieren haben. Eine strikte Auslegung dieser Vorgabe würde implizieren, dass sich die vorliegenden Ineffizienzen von Anfang an zur Gänze gewinnreduzierend auswirken. Bei einer dementsprechenden Politikvariante werden die Netzbetreiber für sich in Anspruch nehmen, dass ein Start bei den Kosten eines effizienten strukturell vergleichbaren Netzbetreibers die Gefahr einer wirtschaftlichen Überforderung bis hin zum Marktausstieg aktuell ineffizienter Unternehmen besteht. Zudem dürfte vorgebracht werden, dass sowohl in anderen regulierten Netzindustrien, wie beispielsweise im Postwesen und der Telekommunikation, als auch im Ausland in der Gaswirtschaft nicht von der Kostenstruktur eines effizienten Netzbetreibers ausgegangen worden ist. Schließlich könnte auch argumentiert werden, dass eine vorsichtige Vorgabe zu erfolgen hat, da Effizienz nicht in „objektiver Weise“ messbar ist.

Diese Argumente entziehen sich nicht einer gewissen Plausibilität. Es erscheint zumindest etwas praxisfern, von einem Unternehmen zum Zeitpunkt Null einer Anreizregulierung zu fordern, effizient zu sein. Dies gilt zumindest, wenn die Historie des Netzausbaus durch politische Einflussnahme beeinträchtigt worden ist. Dennoch sollte es zugleich keinen allzu großzügigen Freibrief für Ineffizienz geben. In einer Welt von Mono-

polen wird auch ein durchschnittlich effizienter Netzbetreiber eher ineffizient sein. Insofern gilt es einen pragmatischen Ansatz zu entwickeln. Dieser könnte beispielsweise darin bestehen, dass den Unternehmen Wahlmöglichkeiten zwischen einem hohen X-Faktor bei einem eher hohen Ausgangspreis und einer verkürzten ersten Regulierungsperiode und einer eher strikten Vorgabe für den Ausgangspreis zu Beginn der Anreizregulierung und einem niedrigen X-Faktor angeboten werden. Denkbar ist auch, dass bei nachgewiesenen „politisch verschuldeten“ Ineffizienzen generell schwächere Kostensenkungsvorgaben gesetzt werden. Der Berücksichtigungsspielraum sollte sich an den nicht vermeidbaren Ineffizienzen orientieren¹⁸.

Benchmarking

Viele Faktoren, die außerhalb der Beeinflussbarkeit des Netzbetreibers liegen, wirken sich unmittelbar auf seine Möglichkeiten zur Kostensenkung aus. So kann ein Netzbetreiber in der Gaswirtschaft beispielsweise nicht bestimmen, wie sich die Kunden auf das Leitungsnetz verteilen. Die Gasentgeltverordnung versucht diese Unterschiede durch die Bildung von sechs Strukturklassen aufzufangen. Für jede dieser Strukturklassen wird ein Benchmarking erfolgen. Als Inputvariablen bieten sich insbesondere die Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) an, um die Substitution zwischen Arbeit und Kapital angemessen zu berücksichtigen. Als Outputs eignen sich vor allem die transportierte Gasmenge, die Anzahl der bedienten Kunden und ein inverser Dichteindex. Neben den In- und Outputs sind exogene kostentreibende Faktoren als Umweltvariablen zu berücksichtigen. Ferner sollten beim Benchmarking Investitionen in das Netz explizit berücksichtigt werden¹⁹.

Welches Benchmarking-Verfahren ist aber nun bei der Festlegung der relativen Effizienz eines Netzbetreibers zu verwenden? Besonders attraktiv sind eine „Data envelopment analysis“ (DEA) und eine „Stochastic frontier analysis“ (SFA). Bei der DEA handelt es sich um eine nicht-parametrischen Methode. Dies hat den praktischen Vorteil, dass nicht eine spezifische Kostenfunktion geschätzt werden muss. Bei einer DEA sollte auf variable Skalengrößen („variable returns of scale“) und nicht auf konstante Skalenerträge („con-

¹⁸ Ob diese ex post allerdings in eindeutiger Weise zu bestimmen sind, wird sich leider wohl erst bei der konkreten Entgeltregulierung zeigen.

¹⁹ Die Zulässigkeit von Investitionen kann, wie beispielsweise im „Pro+“Modell von E.ON vorgesehen, durch Ex-ante-Verhandlungen zwischen dem Regulierer und dem Netzbetreiber erfolgen. Demnach stimmt jeder Netzbetreiber dazu mit der Bundesnetzagentur sein Investitionsbudget ab. Die im Rahmen des jeweiligen Budgets anfallenden Kapitalkosten fließen dann in die Berechnung der Netzentgelte ein.

¹⁷ Vgl. hierzu auch O. Franz, D. Schäffner, B. Trage: Grundformen der Entgeltregulierung; Vor- und Nachteile von Price Cap, Revenue Cap und hybriden Ansätzen, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 267, Bad Honnef 2005, S. 50 und 58.

stant returns of scale“) abgestellt werden, da die Unternehmen unterschiedliche Größen aufweisen, die sie nicht frei wählen können. Bei einer DEA ist allerdings kritisch zu sehen, dass aufgrund der Orientierung der Effizienzgrenze an einem 100%-effizienten Unternehmen sich bei „Ausreißern“ Kostensenkungsvorgaben ergeben, die genau von den Daten dieses Unternehmens abhängen. Deshalb ist bei einer DEA auf eine sorgfältige Auswahl der Maßgrößen zu achten, in der Effizienz gemessen wird. Weicht die gemessene Effizienz eines Unternehmens hinsichtlich einer Maßgröße erheblich von der der anderen Unternehmen ab, so ist die Eignung der Maßgröße grundsätzlich zu hinterfragen²⁰. Bei der SFA wird im Gegensatz zu einer DEA eine konkrete Kostenfunktion geschätzt. Aus dieser werden die Effizienzeigenschaften eines Unternehmens abgeleitet, wobei stochastische Unsicherheiten explizit berücksichtigt werden. Eine SFA hat somit gegenüber alternativen parametrischen Ansätzen, wie die einer der Ordinary Least Squares (OLS) bzw. Corrected Ordinary Least Squares (COLS)-Schätzung, den Vorteil, dass die Effizienzvorgabe sich nicht an der durchschnittlichen Effizienz bzw. an den Vorgaben einer um Zufallseinflüsse unkorrigierten Unternehmenseffizienz orientiert. Dennoch bleibt auch bei der SFA die Erklärung der Effizienz normativ, da die Verteilungsannahmen bezüglich der Zufallseinflüsse das Ergebnis bestimmen.

Angesichts der mangelnden Eindeutigkeit hinsichtlich der „richtigen“ Wahl eines Benchmarks erscheint es in einer regulierungspolitischen Abwägung insgesamt überlegenswert, ob nicht Durchschnittsgrößen aus den Ergebnissen mehrerer – als geeignet erachteter – Verfahren benutzt werden sollten. Alternativ kann auch eine Referenzmethode bestimmt werden, deren Ergebnisse durch die Anwendung einer Kontrollmethode geprüft werden²¹. Neben den skizzierten statistischen Ansätzen können prinzipiell auch so genannte Referenznetze konstruiert werden, um in ihnen effiziente Kosten zu bestimmen. Im Gegensatz zur Telekommunikation, wo dieser ingenieurwissenschaftliche Ansatz weite Verbreitung gefunden hat, geht es aber in der Energiewirtschaft nicht um die Bestimmung der Kosten nur eines dominierenden Netzbetreibers,

mit der Folge einer unter Umständen explodierenden Modellvielfalt. Insofern sollte sich die Anwendung von Modellnetzen auf die Ferngasebene beschränken, bei der aufgrund der geringen Stichprobe die statistischen Verfahren mit größeren Methodenproblemen als bei der Verteilnetzebene versehen sind.

Preisentwicklung der Inputs

Neben der Festlegung des X-Faktors ist bei einer Anreizregulierung die Preisentwicklung der Inputs zu berücksichtigen; dies erfolgt über den Vergleichsindex I. Nach dem EnWG ist dieser Index nach der Entwicklung der allgemeinen Geldentwertung zu bestimmen. Liegt aber die Preissteigerungsrate über der der allgemeinen Geldentwertung, so besteht die Gefahr der inflationären Aushöhlung. Dieser Effekt ist durch die Berücksichtigung der Entwicklung der relevanten Inputpreise im X-Faktor zu korrigieren.

Qualitätsregulierung

Eine Anreizregulierung führt im Vergleich zu einer reinen Kostenorientierung wie beispielsweise einer Cost-plus-Regulierung zu einer höheren allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz. Eine Anreizregulierung beinhaltet allerdings die Gefahr einer übermäßigen Qualitätsreduktion, da eine höhere Qualität kostenwirksam ist. Insofern besteht ein Anreiz, die Qualität aus Kostengründen übermäßig zu reduzieren. Da der Kunde die Qualität ex ante nicht hinreichend beurteilen kann (und er gegebenenfalls auch externe Effekte einer zu niedrigen Qualität der Versorgungswege nicht in seinem Kalkül berücksichtigt), erscheint es ökonomisch geboten, eine Qualitätsregulierung einzuführen. Qualitätsveränderungen werden hierdurch erlöswirksam.

Sinnvoll erscheint es beispielsweise, ein Zu- und Abschlagssystem für Standards zu definieren, die zu einem gewissen Prozentsatz zu erfüllen sind (so genannte „overall standards“). So sieht die britische Wasserwirtschaft vor, dass 0,5% der Erlöse qualitätsabhängig sind, in der Stromwirtschaft sind es 1,75%²². Darüber hinaus ist ein System von Strafzahlungen für Standards einzuführen, die unabdinglich von den Netzbetreibern zu garantieren sind (so genannte „guaranteed standards“). Interessante Beispiele für Overall-Standards in der Qualitätsregulierung der Gas-

²⁰ Dies entspricht der Logik eines von Simar entwickelten Ansatzes zur Datenplausibilisierung, vgl. O. Franz, M. Stronzik: Datenplausibilisierung als notwendige Voraussetzung eines Benchmarkings der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber, in: WIK-Newsletter Nr. 61, Dezember 1995, S. 6.

²¹ Diese Auswahlprobleme belegen nicht zuletzt auch, dass der vorgegebene Effizienzmaßstab eine normative Entscheidung des Regulierers ist. Deshalb sollte dieser eindeutig begründbar und somit gerichtsfest sein.

²² Vgl. Monopolkommission: Hauptgutachten 2002/2003, Bonn, 2004, Tz. 1190.

²³ Vgl. Netzpreisaufsicht in der Praxis, Gutachten von Frontier Economics und Consentec für den BDI und den VIK, Aachen 2003. Bei den Qualitätsparametern handelt es sich, wie auch bei den nachfolgend beschriebenen „guaranteed standards“, im Kern um Vorgaben für die Servicequalität.

wirtschaft finden sich ebenfalls in Großbritannien²³. So sieht die Regulierung vor, dass Netzbetreiber auf Briefe in fünf Tagen zu 90% antworten müssen, Mitteilungen über geplante Unterbrechungen fünf Tage vorher zu 95% erfüllen müssen, eine Wiederanschlussinformation zwölf Stunden vorher zu 97% erfolgen soll sowie Besuche zwei Tage nach der erfolgten Korrespondenz und fünf Tage nach dem Kontakt zu 93% stattzufinden haben. Ferner muss eine Antwort auf Beschwerden innerhalb von zehn Tagen zu 90% erfolgen sowie eine Antwort auf eine Stunde unkontrollierte bzw. zwei Stunden kontrollierte Ausfälle zu 97%. „Guaranteed Standards“ werden in Großbritannien bei Nichterfüllen mit Strafzahlungen zwischen 20 und 100 Pfund belegt. Diese Standards enthalten Vorgaben für bearbeitete Notfälle in einer Stunde, beantwortete Anrufe in dreißig Sekunden, Kundenbesuche innerhalb von sieben Tagen nach Anfrage, schriftliche Beantwortung jeglicher Anfragen sowie Benachrichtigung von geplanten Unterbrechungen.

Bei den Qualitätsvorgaben ist allerdings darauf zu achten, dass diese auch die Präferenzen der Konsumenten in einem hinreichenden Maße widerspiegeln, da zu hohe Qualitätsvorgaben ökonomisch ineffizient sind und die Gefahr eines „gold plating“ beinhalten, beispielsweise wenn diese allein nach Maßgabe der Netzunternehmen bestimmt werden sollten. Die empirisch beispielsweise über eine Conjoint-Analyse zu bestimmenden Wertschätzungen sind in die Festlegung der Standards und der Strafzahlungen einzubeziehen²⁴. Ferner sollte der die Erlöse beeinflussende Qualitätsfaktor außerhalb der konkreten Anreizformel definiert werden, insofern die Qualitätswertschätzung nicht vom Preisniveau abhängt²⁵.

Länge einer Regulierungsperiode

Bei einer Anreizregulierung ist nicht zuletzt auch die Dauer der Regulierungsperiode festzusetzen. Um einen maximalen Anreiz zur Kostensenkung zu setzen, empfiehlt es sich, die nach dem EnWG maximal mögliche Zeitspanne von fünf Jahren auszunutzen. Je kürzer die Zeitspanne ist, desto eher nähert sich die Anreizregulierung einer vergleichsweise statischen Kostenregulierung an und reduziert somit die Anreize zu einer Kostensenkung und Effizienzsteigerung. Die

Festlegung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals ist obiger Vorgabe anzupassen; bislang sind hier zwei Jahre vorgesehen.

Korbbildung

Die Körbe in einer Anreizregulierung sind nach der funktionalen Bedeutung der einzelnen Netzelemente zu bilden. Dabei ist zwischen der Ferngasstufe, den Verteilnetzen und den Systemdienstleistungen zu unterscheiden²⁶. Diese Wertschöpfungsstufen unterscheiden sich neben ihrer Funktionalität auch hinsichtlich der potentiellen Wettbewerbsintensität. Ob eine weitere Unterscheidung der Körbe in Industrie- und Privatkunden geboten ist, ist von der ökonomischen Beurteilung der konkret zu beobachtenden Preisdifferenzierung abhängig. Eine zusätzliche Differenzierung der Körbe ist insbesondere dann interessant, wenn sich die Wettbewerbsintensitäten zwischen diesen Segmenten erheblich unterscheiden und die etablierten Anbieter auf der Basis von Renten im Privatkundenmarkt auf dem Industriekundenmarkt erhebliche Vorteile haben.

„Phasing out“ oder Übergang zu einer Yardstick-Regulierung?

Schon vor dem möglichen Beginn einer Anreizregulierung stellt sich die ordnungspolitische Frage, wie die Regulierung weiterentwickelt werden soll, insbesondere ob es mittel- bis langfristig einen Übergang zu einer Ex-Post-Regulierung in Form einer Missbrauchsaufsicht geben soll. Hinter einem solchen Übergang kann aus ökonomischer Sicht alleine die Idee eines sich entwickelnden Infrastrukturwettbewerbs stehen. Ist ein solcher – zumindest abstrakt – für überregionale Ferngasnetze denkbar, so ist er für die Verteilnetze schlicht ausgeschlossen. Insofern erscheint eine Rückkehr zu einer generellen Missbrauchsaufsicht kaum sinnvoll. Speziell bei Anwendung des Vergleichsmarktprinzips würde sich ergeben, dass die Preise von (regulierten) Monopolleistungen verglichen würden. Dies gilt auch bei einem internationalen Vergleich. Zudem sind regulierte Preise unterschiedlicher Netze nicht in einfacher Weise übertragbar²⁷. Auch eine Kostenkontrolle wäre keine wünschenswerte Alternative, da die bei einem Price- oder Revenue-Cap eindeutig definierte Anreizwirkung entfällt. Deshalb stellt sich vielmehr die Frage nach einer weniger ein-

²⁴ Zur Anwendung der Conjoint-Methode im Zusammenhang mit der Qualitätsregulierung vgl. beispielsweise W. Eisenbast: Die Infrastrukturverpflichtung im Postbereich aus Nutzersicht, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 162, Bad Honnef 1996.

²⁵ Dies wird beispielsweise bei der Conjoint-Analyse unterstellt, bei der qualitative und preisliche Faktoren additiv gewertet werden. Insofern ließe sich über den Vergleich von Zahlungsbereitschaft und Kosten auch eine „optimale“ Qualität bestimmen.

²⁶ Vgl. O. Franz et al., a.a.O., S. 66 ff.

²⁷ Vgl. Monopolkommission, a.a.O., 2002, insbesondere Tz. 118, ebenso D. Schmitt, a.a.O., S. 98.

²⁸ Zur Yardstick-Regulierung siehe beispielsweise CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis: Yardstick Competition – Theory, design and practise, Working paper Nr. 133, Den Haag 2000.

greifenden Regulierung, konkret dem Übergang zu einer Yardstick-Regulierung²⁸.

Eine Yardstick-Regulierung bedeutet, dass den Unternehmen ein Effizienzziel vorgegeben wird, das sich an der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung im Sektor orientiert. Hierdurch wird dem Anreiz entgegengewirkt, die Kostensenkungsanstrengungen (speziell gegen Ende der Regulierungsperiode) zu reduzieren, um strikte Kostensenkungsvorgaben für die nächste Periode zu vermeiden. Eine Yardstick-Regulierung erscheint in der Gaswirtschaft als ein praktikabler und ökonomisch reizvoller Regulierungsansatz, wenn die Unternehmen ein vergleichbares Effizienzniveau erreicht haben; dies mag nach eventuell zwei Regulierungsperioden der Fall sein²⁹. Unter einer Yardstick-Regulierung nutzen die Unternehmen ihr bestehendes Kostensenkungspotential umfassender als unter einer „üblichen“ Anreizregulierung, da sich die Vorgabe für die nächste Periode nicht an ihrem individuellen Erfolg, sondern an dem durchschnittlichen der Industrie orientiert. Da die überdurchschnittlichen Kostensenkungserfolge den Unternehmen in Form höherer Gewinne zufallen, haben sie somit einen höheren Anreiz, Kosten zu senken; dies belegen Simulationsrechnungen³⁰. Von der höheren dynamischen Effizienz profitieren bei einer wohl definierten Regulierung sowohl Unternehmen (durch höhere Gewinne) als auch die Kunden (durch niedrigere Preise). Um eine wirtschaftliche Überforderung der Unternehmen zu vermeiden, die zu vermuten ist, wenn die durchschnittliche Produktivitätssteigerung niedriger ausfällt als angenommen, ist in der nachfolgenden Periode die Vorgabe für die Steigerung der Produktivität um das ex ante überschätzte Kostensenkungspotential zu korrigieren³¹.

Abschließende Bemerkungen

Eine zukunftsorientierte Anreizregulierung ist eine anspruchsvolle Aufgabe an ein technisch-ökonomi-

sches Regulierungsdesign. Dabei geht es um nicht gerade geringe finanzielle Beträge. Deshalb sollte größte Sorgfalt walten. In diesem Beitrag wurden einige Vorschläge unterbreitet. So erscheint unter Berücksichtigung der aktuellen Regulierungspolitik im Gasbereich bei der Wahl des Anreizmechanismus ein durch einen „Glide path“ oder ein „Sliding-Scale“ ergänzter Price-Cap bzw. ein hybrider Revenue-Cap attraktiv. Die anzunehmenden Effizienzunterschiede der Netzbetreiber sollten in einer ex ante festgelegten Zeit weitgehend ausgeglichen werden, beispielsweise innerhalb von zwei Regulierungsperioden.

Die diesbezüglich von der Bundesnetzagentur zu ermittelnden individuellen X-Faktoren³² sollten aufgrund der inhärenten Probleme einer Effizienzmessung möglichst gerichtsfest sein, um keine zusätzlichen Unsicherheiten zu schaffen³³. Eine Gerichtsfestigkeit dürfte am besten durch eine umfangreiche fachliche Diskussion gewährleistet werden, in welche die Netzunternehmen, die Nachfrager sowie internationale Experten einbezogen werden.

Die Entgeltregulierung sollte zudem eine Qualitätskomponente haben, da hierdurch Unterinvestitionen in die Netzqualität vermieden werden. Um zugleich keinen Anreiz in Überinvestitionen zu geben, sollte eine Qualitätsregulierung sich weitgehend an den Wertschätzungen der Kunden orientieren.

Weiterhin wurde diskutiert, wohin sich eine Entgeltregulierung des Netzzugangs in der Gaswirtschaft entwickeln soll. Dabei gilt es die Regulierungsintensität an den Grad des tatsächlich zu erwartenden respektive beobachteten (Infrastruktur-)Wettbewerbs anzupassen. Aus Sicht des Autors dürfte langfristig bestenfalls bei Ferngasnetzen an ein „Phasing-Out“ der Anreizregulierung zu denken sein, verbunden mit der Möglichkeit eines „Phasing-Ins“ im Falle wieder abnehmenden Wettbewerbs. Attraktiv ist langfristig insbesondere die Einführung einer Yardstick-Regulierung, da diese – nach hinreichender Angleichung der Effizienzunterschiede – eine ökonomisch besonders attraktive Variante der Anreizregulierung darstellt, bei der zudem die Anforderung an eine Kostenmodellierung vergleichsweise gering ausfallen.

²⁸ Eine solche Vorgabe impliziert, dass die Kostensenkungsvorgaben sich in den ersten zwei Perioden nicht an den durchschnittlichen Produktivitätssteigerungen orientieren, sondern individueller Natur sind. Dies ist aus Fairnessgesichtspunkten sinnvoll, weil ansonsten relativ ineffiziente Unternehmen von bisher unterlassenen Rationalisierungsinvestitionen profitieren und relativ effiziente Unternehmen gegebenenfalls unter zu großen Kostensenkungsdruck gestellt würden. Würde von Anfang an eine Yardstick-Regulierung eingeführt, so müssten die Effizienzunterschiede explizit berücksichtigt werden, beispielsweise in Form individueller „Glide paths“. Diese müssten für ineffiziente Unternehmen eine stärkere Umverteilung vorsehen als bei individuell definierten X-Faktoren.

³⁰ Vgl. P. Burns et al.: Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2/2005, S. 99 ff.

³¹ Möglich ist weiterhin auch eine Klassenbildung. Bis auf den X-Faktor ändert sich somit die Regulierungsformel nicht.

³² Individuell kann in diesem Zusammenhang gegebenenfalls bedeuten, dass die Netzunternehmen in Klassen mit unterschiedlichen X-Faktoren eingeteilt werden, die für die jeweilige Regulierungsperiode Gültigkeit besitzen.

³³ Zu den diesbezüglich möglichen Vorgehensweisen wird auf die Diskussion weiter oben verwiesen.