ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Elsenbast, Wolfgang

Article — Published Version

Anreizregulierung in der Energiewirtschaft: Wesentliche Elemente und offene Fragen

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Elsenbast, Wolfgang (2008) : Anreizregulierung in der Energiewirtschaft: Wesentliche Elemente und offene Fragen, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 88, Iss. 6, pp. 398-403, https://doi.org/10.1007/s10273-008-0809-3

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/43094

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.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

DOI: 10.1007/s10273-008-0809-3

Wolfgang Elsenbast*

Anreizregulierung in der Energiewirtschaft

Wesentliche Elemente und offene Fragen

Im November 2007 ist die Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft in Kraft getreten. Sie hat zum Ziel, mehr Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten im Einklang mit EU-Vorgaben zu gewährleisten. Die konkrete Umsetzung der Regulierung im Jahre 2009 wird zur Zeit diskutiert. Diese ist ökonomisch bedeutend, da sie einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes hat. Wie lassen sich die wesentlichen Elemente der Verordnung aus ökonomischer Sicht analysieren? Wie sind die Kriterien des Benchmarkings der Netzbetreiber und die Behandlung der Investitionen zu beurteilen?

Die Anreizregulierungsverordnung bestimmt die zukünftigen Erlösobergrenzen der Verteil- und Transportnetzbetreiber in Deutschland. In der aktuellen politischen Debatte stehen vor allem die Anforderungen und Anreize, die von dieser Verordnung auf die Unternehmen ausgehen. So bestimmt das Benchmarking die individuellen Effizienzvorgaben und somit die Erlösspielräume für die Unternehmen. Diese Vorgaben sollen noch in diesem Jahr bestimmt werden, damit die Anreizregulierung zum Januar 2009 starten kann. Weitere wichtige Themen, die durch die Anreizregulierungsverordnung berührt werden, sind vor allem die Qualitätsregulierung und die Behandlung von Investitionen. Es stellt sich dabei speziell die Frage, ob durch die bisherige Verordnung die richtigen Anreize für die in Zukunft notwendigen Netzinvestitionen gesetzt werden. Bevor die konkreten Problemlagen diskutiert werden, wird die Anreizregulierungsverordnung in ihren Kernelementen skizziert.

Wesentliche Inhalte der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung sieht einen hybriden Revenue-Cap vor, d.h. eine Regulierung der zukünftigen Erlöse, die auf Basis zulässiger Kostenstrukturen und Vergleichsparameter stattfindet. Die ökonomischen Vorteile einer solchen Regelung gegenüber einem alternativen Price-Cap liegen in einer vergleichsweise einfachen und praktischen Form der Anreizregulierung und einer höheren Absicherung der Netzerlöse gegenüber Mengenschwankungen.[1] Basis der Erlösformel des Revenue-Caps ist eine Prüfung der Gesamtkosten durch die Regulierungsbehörden, die sich in die sogenannten nicht beeinflussbaren Kosten (als faktischer Durchlaufposten) sowie die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und die um den Abbau der Ineffizienzen korrigierten beeinflussbaren Kosten aufteilen. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten sind die relevante Zielvorgabe für die Unternehmen, d.h. die Netzbetreiber starten von ihren genehmigten Kosten und steuern auf die Kosten eines effizienten Unternehmens zu. Dabei wird der zulässige Erlöspfad über die Produktivitätsvorgaben definiert.

Die Produktivitätsvorgaben werden in einer Anreizregulierung üblicherweise durch einen X-Faktor repräsentiert, der den Grad der in einer Periode zu erreichenden Kostensenkung angibt (unter Ausschluss der Wirkung der Erhöhung der Inputpreise). In der „deutschen Erlösformel“ findet sich konkret ein genereller X-Faktor, der für alle Unternehmen gilt, und ein spezieller, der für jedes Unternehmen individuell wirkt. Der generelle X-Faktor beinhaltet die Differenz zwischen netzwirtschaftlichem Produktivitätsfortschritt und gesamtwirtschaftlichem Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung und der sogenannten netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung. In den ersten beiden Regulierungsperioden wird er mit 1,25% bzw. 1,5% gesetzt, später soll er empirisch bestimmt werden.[2]

Dr. Wolfgang Elsenbast, 43, ist Senior Consultant bei der E-Bridge GmbH und Lehrbeauftragter für Volkswirtschaftslehre an der Fachhochschule Köln.

* Der Autor dankt Ole Flörcken für wertvolle Kommentare.

[1] Bei einem Price-Cap werden die durchschnittlichen Preise reguliert. Dies ist insofern vorteilhaft, als die relativen Preise sich eher an den relativen ökonomischen Knappheiten orientieren (Ramseypreisstrukturen). Allerdings ist die Umsetzung in der Energiewirtschaft tendenziell komplexer als bei einem Revenue-Cap, da die Unternehmen ihre durchschnittlichen Preise kalkulieren müssen, was komplexer als eine Erlösprognose erscheint.

[2] Diese Werte stehen für die Produktivitätssteigerung der gesamten Branche, soweit diese über dem Wachstum der Gesamtwirtschaft liegt.

Der spezielle X-Faktor wird individuell auf Basis der unternehmensspezifischen Effizienzwerte ermittelt.[3] Die Bundesnetzagentur führt vor Beginn einer Regulierungsperiode mittels der „zulässigen" Methoden, der DEA (Data envelopment analysis) und der SFA (Stochastic frontier analysis)[4], einen bundesweiten – netzebenenübergreifenden – Effizienzvergleich für die Betreiber von Strom- und Gasverteilernetzen durch. Bei der DEA-Effizienzermittlung wird über die Outputs (Vergleichsparameter) an der Effizienzgrenze eine sogenannte Umhüllende als Effizienzgrenze konstruiert, indem eine Ähnlichkeit zu dem mathematischen Problem einer linearen Optimierung unterstellt wird. Hingegen wird bei der SFA-Effizienzermittlung eine Kostenfunktion unter spezifischen Annahmen über die Beziehungen zwischen Störeinflüssen und die Verteilung der Ineffizienzen geschätzt. Weichen die im Effizienzvergleich ermittelten Effizienzwerte eines Netzbetreibers bei den unterschiedlichen Methoden voneinander ab, so ist der höhere Effizienzwert zu verwenden.[5] Die individuelle Ineffizienz wird gemäß dem sogenannten Verteilfaktor linear über eine Regulierungsperiode abgebaut; für die anfänglich ermittelte Ineffizienz gilt die Vorgabe von zwei Regulierungsperioden (somit faktisch zehn Jahre). Die inflationäre Entwicklung in einer Regulierungsperiode wird über den Verbraucherpreisgesamtindex berücksichtigt (als Proxi für die Preisentwicklung der Inputs). Multiplikativ werden in der Erlösformel Erweiterungsinvestitionen als zusätzlicher Faktor aufgenommen; diese Investitionen sind oft durch eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe bestimmt. Zu- und Abschläge auf die zulässigen Erlöse sind über das Qualitätselement möglich.

Die Anreizregulierungsverordnung trifft weitere explizite Vorgaben. Diese betreffen zunächst die Inputs in einem Effizienzvergleich. So sollen die Kosten für den Effizienzvergleich in einer sogenannten Vergleichbarkeitsrechnung ermittelt werden. Diese Rechnung hat zum Ziel, dass eine Vergleichbarkeit der Kapitalkosten möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch eine unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen, der Abschreibungs- und der Aktivierungspraktiken entstehen können. Aufgrund von Änderungen in der Schlussphase des Entwurfes der Anreizregulierungsverordnung wird zusätzlich ein Benchmarking der genehmigten Kosten vor der Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt, d.h. es findet ein sogenanntes „duales" Benchmarking statt. Über die zwei Methoden und die zwei alternativen Inputs ergeben sich in toto vier Effizienzwerte, d.h. ein „doppeltes duales" Benchmarking, wobei der beste ermittelte Effizienzwert angewandt wird („Best out of four"). Die Verordnung definiert ferner die Vergleichsparameter (Outputs) für den Effizienzvergleich. Mögliche Vergleichsparameter sind insbesondere die Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen, die Fläche des versorgten Gebietes, die Leitungslänge, die Jahresarbeit, die zeitgleiche Jahreshöchstlast oder die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere Sonne und Wind. Für die ersten beiden Regulierungsperioden sind die Vergleichsparameter Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen, Fläche des versorgten Gebietes und Leitungslänge sowie zeitgleiche Jahreshöchstlast festgesetzt; weitere Parameter aus dem obigen Katalog können verwendet werden.[6] Vor der konkreten Festlegung der Vergleichsparameter sind die Branche und die Verbraucher zu konsultieren. Wenn ein Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden und dies die ermittelten Kosten um mindestens 3% erhöht, so hat die Bundesnetzagentur einen Aufschlag auf die Effizienzwerte anzusetzen („bereinigte Effizienz").

Ein wichtiger Faktor in jedweder Anreizregulierung ist das Qualitätselement, da eine Anreizregulierung grundsätzlich die Gefahr einer übermäßigen Qualitätsreduktion beinhaltet, soweit hierdurch Kosten reduziert werden. Bei Qualitätsvorgaben ist darauf zu achten, dass diese die Präferenzen der Konsumenten in einem hinreichenden Maße widerspiegeln. In der Anreizregulierungsverordnung ist bis dato lediglich die Anpassung der Erlöse durch allgemeine oder generelle Qualitätskenngrößen vorgesehen. Eine Überwachung von Mindeststandards findet sich in der Verord-

[3] Dieser individuelle X-Faktor wird so festgelegt, dass die als nicht effizient bestimmten individuellen Kosten der Netzbetreiber innerhalb von zwei Regulierungsperioden abzubauen sind; später sind die Ineffizienzen innerhalb einer Periode abzubauen.

[4] Zu den Methoden vergleiche z.B. S. C. Kumbahkar, C. A. Knox Lovell: Stochastic Frontier Analysis, Cambridge University Press, Cambridge 2003; bzw. T. Coelli, D. S. P. Rao, G. E. Battese: An introduction into efficiency and productivity analysis, Kluwer, Boston 1998.

[5] Durch die Auswahl der Parameter für den Benchmark soll eine möglichst weit gehende Annäherung der Vergleichsmethoden erreicht werden. Hat der Effizienzvergleich für einen Netzbetreiber einen Effizienzwert von weniger als 60% ergeben, so ist der Effizienzwert mit 60% anzusetzen. Somit gibt es eine untere Schranke für die ermittelte Effizienz.

[6] Bei den gesetzten Parametern sollen ferner die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen berücksichtigt werden, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

nung nicht.[7] Es sind Kennzahlen für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit zu ermitteln.[8] Diese bilden die Basis des Qualitätselementes in der Erlösformel und somit in der Erlösobergrenze. Das Qualitätselement ergibt sich aus der Differenz zwischen tatsächlicher Qualität und Qualitätsvorgabe, multipliziert mit einem Qualitätspreis.[9] Die Qualitätsregulierung wird für die Stromnetzbetreiber ab Beginn der zweiten Regulierungsperiode eingeführt, für die Gasnetzbetreiber zu Beginn oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode. Ein zentrales Problem der Anreizregulierung ist schließlich, dass dynamische Ineffizienzen möglich sind. Der Grund hierfür liegt darin, dass Kosten allzu kurzfristig reduziert und notwendige Investitionen vermieden werden.

Die Netzbetreiber sind deshalb verpflichtet, ab der zweiten Regulierungsperiode auf Anforderung der Regulierungsbehörde einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen und der Regulierungsbehörde zu übermitteln. Der Bericht dient dazu, festzustellen, ob die Anreizregulierung in Hinblick auf die unter § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) genannten Ziele keine nachteiligen Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber hat.[10] Ferner soll zu erkennen sein, inwieweit die jährlichen Investitionen der Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zu Alter und Zustand ihrer Anlagen, ihrer jährlichen Abschreibungen und ihrer Versorgungsqualität stehen. Darüber hinaus wird festgelegt, dass Investionsbudgets für die Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze genehmigungsfähig sind, soweit es sich um Investitionen in die Stabilität des Gesamtsystems oder die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG handelt.[11] Schließlich besteht (allein) für die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, dass in die Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode auf Verlangen des Netzbetreibers ein pauschalierter Investitionszuschlag einbezogen wird. Der pauschalierte Investitionszuschlag darf pro Kalenderjahr 1% der Kapitalkosten nicht überschreiten und ist bis Ende 2013 anzuwenden.

Umsetzung des Benchmarkings

Durch die Anreizregulierungsverordnung wird eine Vielzahl ökonomischer Themen berührt. Im Folgenden wird zunächst – in einer Fokussierung auf aktuelle Probleme – die Umsetzung des Benchmarkings diskutiert, welches neben einer ökonomisch sinnvollen Gestaltung von Investitionsanreizen von besonderer Bedeutung ist. Beide Themenbereiche überschneiden sich auch mittelbar.

Beim Benchmarking steht die Frage im Vordergrund, wie sich die Effizienzen von doch sehr unterschiedlichen Unternehmen „hinreichend objektiv“ ermitteln lassen. Das Konstrukt des doppelten dualen Benchmarkings zeigt, dass auch der Gesetzgeber hier ein Problem sieht.

Die beiden vorgesehenen Benchmarkingmethoden SFA- und DEA-Effizienzen können unterschiedliche Ergebnisse erbringen und tun dies in der Regel auch. Dies liegt an ihrer deutlich unterschiedlichen ökonomisch-statistischen Konstruktion. Folglich sind die Ergebnisse in jedem Fall unterschiedlich. In der Literatur werden die Unterschiede als sogenannte „weiche Konsistenz“ beschrieben. Dieser Ausdruck besagt, dass die Rangordnung von Unternehmen nach der Effizienz deutlich eindeutiger ist als das Verhältnis der ermittelten Effizienzwerte. Mitunter ist somit sogar die Rangordnung abhängig von den verwendeten Methoden. Hinzu kommt das Problem, dass die Methodenergebnisse erheblich durch sogenannte Ausreißer beeinflusst werden können. Dabei ist es nicht trivial zwischen Ausreißern und tatsächlich effizienten Unternehmen zu unterscheiden; in der Anreizregulierungsverordnung sind hier pragmatische Lösungen gefunden worden. Diese hieraus zum Teil resultierende kritische Robustheit der Ergebnisse liegt daran, dass es sich bei allen Methoden um die Lösung eines Extremwertproblems handelt.[12] Effizienz wird immer in Hinblick auf eine begrenzte Anzahl – unter Umständen recht wenige – Unternehmen definiert. Insofern wird der Einsatz von Benchmarkingmethoden in der Anreizregulierung von Netzbetreibern teilweise recht skeptisch beurteilt. So sind beispielsweise Fillipini und Wild der Auffassung, dass nur eine umfassende Erfassung

[7] Solange kritische Qualitätsparameter nicht überschritten werden, ist dieser Verzicht durchaus legitim.

[8] Die Netzzuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit eines Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Netzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Eine Kombination und Gewichtung von Kennzahlen ist möglich.

[9] Dieser Preis soll sich an der Zahlungsbereitschrift der Kunden für die einzelnen Qualitätsfaktoren orientieren, hilfsweise können auch Rechnungen auf der Basis analytischer Kostenmodelle dazu dienen.

[10] Diese Ziele sind eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung, die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs und die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts.

[11] Erlöse aus dem Engpassmanagement sind dabei kostenmindernd anzusetzen.

[12] Ein solches tritt bei einer OLS-Schätzung weniger auf; diese ist allerdings kein geeignetes Verfahren zur Ermittlung von Effizienzen.

aller von den Unternehmen beeinflussbaren Parameter die Voraussetzung schafft, Benchmarking sinnvoll einzusetzen. Aufgrund der „weichen" Konsistenz sind Jamasb und Politt noch kritischer und tendieren wegen der mangelnden Eindeutigkeit eher gegen eine Verwendung von Effizienzanalysen in einer Anreizregulierung. Farsi und Fillipini sprechen sich in einer neueren Untersuchung gegen eine „mechanische" Anwendung der Effizienzanalysen in einer Anreizregulierung aus.[13]

Dennoch sind die Verfahren durchaus ein Instrument zur Beurteilung der Effizienz einzelner Unternehmen, mit allerdings unscharfen Ergebnissen. Dieser Fakt ist grundlegend anzuerkennen und zu berücksichtigen; ein Angleichen der Ergebnisse kann kein vernünftiges Ziel eines Benchmarking sein.[14] Dabei sollten die Ergebnisse möglichst belastbar sein. Allerdings stellt schon alleine das doppelte Benchmarking einen gewissen Bias in Hinblick auf ein zunächst eher für den Netzbetreiber vorteiliges Ergebnis dar. Hinsichtlich der geforderten Belastbarkeit ist festzustellen, dass ein geringerer Unterschied zwischen den Ergebnissen nach DEA und SFA nicht bedeutet, dass die Schätzung robuster geworden ist, da die Robustheit einer Schätzung eher methodenspezifisch zu sehen ist. Insofern ist in der Methodenweiterentwicklung auf jeden Fall nach Verfahren zu suchen, deren Ergebnisse möglichst wenig durch ihre Annahmen bestimmt werden. Zugleich ist eine hohe Robustheit vorteilhaft, wobei allerdings die zwischen effizienten Unternehmen und Ausreißern durchaus normativ bleiben kann, da ein Ausreißer durchaus ein effizientes Unternehmen sein kann.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Ausgestaltung der Vergleichsparameter. Diese sind nicht eindeutig durch die Anreizregulierungsverordnung definiert. Vergleichsrechnungen in alternativen Benchmarks zeigen recht eindeutig, dass die konkrete Ausgestaltung/Wahl dieser Parameter einen unter Umständen erheblichen Einfluss auf die gemessenen Effizienzen hat, speziell wenn Besonderheiten eines Versorgungsgebietes vorliegen.[15]

Hinzu kommt als weiterer Ausgestaltungspunkt, dass das in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehene Benchmarking netzebenenübergreifend erfolgen soll. Dies bedeutet – insbesondere beim Benchmarking des Stromverteilers –, dass Netze mit durchaus unterschiedlichen (Kosten-)Strukturen verglichen werden. Ein bloßes Zusammenziehen von vergleichbaren Parametern wie Leitungslänge, Anschlusspunkten oder auch Jahreshöchstlast erscheint in diesem Kontext nicht der richtige Weg, da diese Leistungen auf den unterschiedlichen Netzebenen differierende spezifische Kosten aufweisen. Hier muss ein sinnvoller und wohl auch pragmatischer Weg eines Kostenvergleichs gewählt werden, beispielsweise indem die Vergleichsparameter in äquivalente Größen übersetzt werden, d.h. in (bewertete) Outputs, deren Kosten hinreichend vergleichbar sind, wenn z.B. möglichst betreiberunspezifische Faktoren verwendet werden. Eine Ausweitung der Vergleichsparameter durch die explizite Betrachtung mehrere Netzebenen(parameter) ist hingegen kaum durch die Anreizregulierungsverordnung intendiert und führt bei einer DEA zu übertrieben guten Effizienzwerten und bei der SFA möglicherweise zu weniger belastbaren Schätzungen.

Eine konkretere Setzung der Vergleichsparameter durch die Bundesnetzagentur kann die zur Zeit vorliegende Unschärfe beseitigen. Allerdings ist ein solches Vorgehen durchaus als eine Normierung zu betrachten, d.h. auch als ein potenzielles „Wegdefinieren" von mitunter relevanten Unterschieden. Dieses wichtige „Nebenergebnis" einer notwendigen Normierung ist von wirtschaftlicher Relevanz und sollte in einem offenen Konsultationsprozess berücksichtigt werden.

Schließlich ist beim Benchmarking zu beachten, dass Netzbesonderheiten hinreichend erfasst werden, denn die Netzbetreiber in der Strom- und Gaswirtschaft haben im Gegensatz zu anderen Dienstleistern/Produzenten nur eingeschränkte Möglichkeiten, ihren Produktionsprozess tiefgreifend zu beeinflussen. Deren Outputs sind durch die Verteilung von Industrie und Haushalten, die Topographie und die vergangene Netzplanung maßgeblich beeinflusst. Konkret sieht die Anreizregulierungsverordnung vor, dass diese Besonderheit die Kosten um mindestens 3% erhöht, so dass ein Aufschlag auf den ermittelten Effizienzwert verlangt werden kann und damit

[13] Vgl. M. Filippini, J. Wild: Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2002, H. 1, S. 51-59; T. Jamasb, T. Pollitt: Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experiences, Cambridge 2000; bzw. dies.: International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies, Cambridge 2002; sowie M. Farsi, A. Fetz, M. Fillipini: Benchmarking and Regulation in the Electric Industry, CEPE Working paper, Nr. 54, Zürich 2007.

[14] Vgl. W. Elsenbast, W. Nick, S. Boche: Benchmarking von Verteilnetzbetreibern – mehr als nur eine Effizienzanalyse, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2008, H. 1/2, S. 40-43; in ähnlicher Weise argumentieren P. Steinbach, R. Kremp: Die Revenue-Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2008, H. 9, S. 32-37.

[15] Ebenso W. Elsenbast, W. Nick, S. Boche, a.a.O.

die Erlösobergrenze angehoben wird. Die praktische Umsetzung dieses Vorgehens wird schnell auf dem Prüfstand der Regulierungspolitik stehen.

Investitionen in der Anreizregulierung

Soweit ein Netzbetreiber sich bei seiner Investitionspolitik zurückhält, kann er seine Kosten senken, und somit kurz- bis mittelfristig als ein effizienteres Unternehmen in einem Benchmark abschneiden. Dies betrifft Ersatz- und Instandhaltungsinvestitionen. Bei Erweiterungsinvestitionen kann das in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehene Investitionsbudget greifen. Die Behandlung von Investitionen ist jedoch aus dynamischer Sicht von erheblichem Belang.

Der Einfluss der Regulierung auf das Investitionsverhalten zeigt sich etwa, wenn ein Unternehmen nicht sicher ist, wie sich ein Regulierer in Zukunft bezüglich der Behandlung einer wirtschaftlich bedeutenden Investition in (potenziell) regulierte Assets verhält. Hier besteht z.B. die Gefahr, dass ein Regulierer das unternehmerische Risiko bei einer wirtschaftlich erfolgreichen Investition nicht ausreichend berücksichtigt. Dies ist der Fall, wenn realisierte Effizienzgewinne – unmittelbar – in Senkungen der zulässigen Erlöse umgesetzt werden.[16]

Ist ein Regulierungshandeln unbestimmt (und zugleich für einen Netzbetreiber finanziell relevant), so kann man von einer regulatorischen Unsicherheit sprechen. Dabei handelt es sich um eine „verhaltensabhängige" Unsicherheit. Diese kann bei einer Eingrenzbarkeit des Verhaltens und seiner Wirkungen auch als „verhaltensabhängiges" Risiko erfasst werden. Diese Unsicherheit kann die Wirkung vorhandener Marktrisiken auf das Unternehmen verändern, z.B. wenn Schocks von Unternehmen anders verarbeitet werden können.[17] Ergas u.a. definieren deshalb das regulatorische Risiko konkret durch den Effekt des Zusammenwirkens von Regulierung und Unsicherheit auf die Finanzierungskosten einer Unternehmung.

Aus aktueller Sicht der Regelungen in der Anreizregulierungsverordnung dürfte zum Beginn der Anreizregulierung eine Unsicherheit speziell darüber bestehen, wie die Investitionspolitik die Effizienz eines Unternehmens und somit die zulässigen Erlöse genau beeinflusst. Dies kann zu einer gewissen Investitionszurückhaltung führen.[18] Eine Investitionszurückhaltung in der Energiewirtschaft kann volkswirtschaftlich gesehen relevante Opportunitätskosten haben, speziell bezüglich der Versorgungsqualität aber auch in der Umsetzung zukünftiger umweltpolitischer Ziele, die nur durch einen weiteren Netzausbau zu erreichen sind.

Betrachtet man in diesem Zusammenhang die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung, so ist festzustellen, dass die Einführung von Investitionsbudgets in einer gewissen gedanklichen Nähe zur sogenannten „Use-and-useful Rate-of-return Regulation" aus den späten 70er Jahren in den USA steht. Bei dieser Regulierungspraxis durften Investitionskosten nur dann an die Kunden weiter gegeben werden, wenn diese ökonomisch sinnvoll waren, mithin deren ökonomischer Wert über den Aufwendungen liegt. Hier wird ein Markt imitiert, da die Regulierung verhindern soll, dass ökonomisch nicht sinnvolle Investitionen sanktioniert und über die Marktmacht des Netzbetreibers finanziert werden, also eine Verhinderung des klassischen „gold platings" zu Lasten der Konsumenten. Dies ist zugleich für die Netzbetreiber ein Verlust an Gestaltungsfreiheit gegenüber einem unregulierten Monopol.

Positiv für die regulierten Unternehmen ist jedoch, dass eine solche Regelung eine Bindungsfunktion für den Regulierer hat, sofern sie festlegt, Investitionskosten anzuerkennen und in zulässige Erlöse zu übersetzen. Sie verringert somit das regulatorische Risiko gegenüber einer Situation, in der ein Regulierer ungebunden in der späteren Beurteilung von Investitionen ist.

Dieser Punkt, der bei einer Rate-of-return-Regulierung offensichtlich ist, kann auch auf eine Anreizregulierung übertragen werden, indem das Investitionsbudget verbindlich als erlösrelevant vereinbart wird. So sind die Investitionsbudgets auch nach den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusehen und werden somit bei der Erlösermittlung abgezogen. Ökonomisch sinnvolle Investitionen werden hierdurch motiviert. Dabei ist sicherzustellen, dass die Investitionsbudgets keine üblichen Ersatz- und Instandhaltungsinvestitionen enthalten. Eine zulässige Erlösminderung gilt ebenso für den pauschalierten Investitionszuschlag, was die Erlösobergrenze anhebt. Erweiterungsinvestitionen werden in der Anreizregulierungsverordnung über den sogenannten Erweiterungsfaktor behandelt, der allerdings bis dato nicht im Detail formuliert ist.

---

[16] Vgl. G. Guthrie: Regulation and Infrastructure: The Impact on Risk and Investment, in: Journal of Economic Literature, 2006, H. 4, S. 925-972.

[17] Vgl. hierzu H. Ergas, J. Hornby, I. Little, J. Small: Regulatory Risk, Paper prepared for the ACCC Regulation and Investment Conferernce, Manly, März 2001; bzw. J. Borrmann, G. Brunekreeft: Regulierung und Investition: eine noch nicht abgeschlossene Diskussion, Vortrag auf dem ÖGOR-IHS Workshop „Mathematische Ökonomie und Optimierung in der Energiewirtschaft", Wien, September 2007.

[18] Vgl. G. Knieps, H. J. Weiß: Reduction of Regulatory Risk: A Network Economic Approach, Discussion Paper Nr. 117, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Freiburg 2007.

Die Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen werden dagegen in die Berechnung der zulässigen Erlöse einbezogen. Dies erscheint prima facie nachteilig. Allerdings ist bei diesen Investitionen nicht die aktuelle Zahlung regulierungsrelevant, sondern die sich daraus ergebenden Annuitäten, so dass letztlich im Kern der regulierungspolitischen Debatte steht, ob die um ein – in concretu zu definierendes und zu berechnendes – regulatorisches Risiko gekürzte angesetzte Eigenkapitalrendite ausreichend ist, um genügend Investitionen zu motivieren.[19] Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Vergleich zum unregulierten Zustand eine Revenue-Cap-Regulierung das sogenannte systematische Marktrisiko erhöht.[20] In diesem Zusammenhang wäre z.B. überlegenswert, ob bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung nicht ein kostenbasiertes Element hinzugenommen werden sollte, z.B. über eine Sliding-Scale-Regulierung.[21]

Ein solches Element würde grundsätzlich Anreize zu einem höheren Investitionsvolumen setzen.[22] Entwicklungen hinsichtlich einer stärker kostenorientierten Ausgestaltung der Anreizregulierung sind z.B. in den USA, Großbritannien und Norwegen zu verzeichnen. Neben einer Sliding-Scale-Regulierung geht es dabei um die Einführung kostenbasierter Zusatzelemente bzw. die Identifikation „investitionsgerechter" Gesamtentgeltniveaus.

Im Rahmen der Behandlung von Investitionen ist es – zumindest grundsätzlich – denkbar, dass ein Teil der Steuerung über eine Qualitätsregulierung erfolgt. Ein solches Vorgehen setzt bei dem derzeitigen Stand der Anreizregulierungsverordnung voraus, dass der Wert von Investitionen ins Netz von den Konsumenten erfasst werden kann und direkt in den Qualitätspreis eingeht. Anzumerken ist hier, dass das nach der Anreizregulierungsverordnung vorgesehene Qualitätselement nach derzeitigen Überlegungen von der Wirkung auf die zulässigen Gesamterlöse eher beschränkt ist. Dies führt zu der Frage, ob durch den Qualitätsfaktor mittelfristige Erweiterungen induziert werden können.

Hinzu kommen Schwierigkeiten in der Erfassung von „Qualität" auf der Seite der Konsumenten. So unterscheidet sich mitunter die sogenannte Willingness to pay, die angibt, wie viel ein Konsument bereit ist, für eine höhere Qualität zu zahlen, durchaus nicht unerheblich von der sogenannten Willingness to accept, die angibt, um wieviel ein Tarif abgesenkt werden muss, damit ein Konsument bereit ist, eine Qualitätsreduktion zu akzeptieren, erheblich. Zahlungsbereitschaften hängen somit nicht unerheblich von der Formulierung der Fragestellung ab. Dabei dürfte speziell für Haushaltskunden eine Einschätzung des Wertes der Versorgungsqualität schwierig sein, da Erfahrungen über die Wirkungen etwas schlechterer Qualität fehlen. Zudem wirken sich Qualitätsverschlechterungen nicht unbedingt unmittelbar aus, d.h. sie sind ad hoc nur recht eingeschränkt spürbar. Somit sind im Umkehrschluss Investitionen, die zu einer Qualitätsverbesserung führen, ebenfalls kaum spürbar, zumindest nur zeitverzögert. Insofern kann bei einer Investitionsregulierung über die Qualität ein geeigneter Vergleichsmaßstab fehlen, auch deshalb, weil „mental" von einer Konstanz des aktuellen Qualitätsniveaus ausgegangen wird.

In der Summe der Argumente sind Investitionen in einem sich verändernden ökonomischen Umfeld (steigende Lasten, sich verändernde Einspeisungen) nur bedingt über die Berücksichtigung von Qualitätsveränderungen bei der Regulierung zu motivieren; wobei die Einbeziehung von Ersatz- und Instandhaltungsinvestitionen vielversprechender erscheint.

Abschließende Bemerkungen

Die Umsetzung der Anreizregulierung erfordert von dem Gesetzgeber aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung für die Netzbetreiber ein erhebliches Augenmaß. Dies gilt speziell bei den hier diskutierten Themenfeldern. Die Effizienzmessung der Unternehmen ist keine absolut exakte Vermessung physikalischer Tatbestände. Aufgrund ihrer erheblichen unternehmensindividuellen Bedeutung muss der Gesetzgeber einerseits darauf achten, die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern adäquat zu erfassen. Anderseits müssen die Ziele erreichbar sein und – aus dynamischer Sicht – Investitionsanreize nicht konterkariert werden.

Zu dem ersten Themenfeld wird die anstehende Regulierungspraxis zeigen, ob sie auf die gestellten Aufgaben adäquat eingeht. Bei dem zweiten Themenfeld ist eine weitere regulierungsökonomische Diskussion erforderlich, da die Behandlung des Investitionsproblems in der Energiewirtschaft bei weitem noch nicht abgeschlossen ist.

---

[19] Hier ist die aktuelle Überlegung von E.ON und Vattenfall, sich von den deutschen Übertragungsnetzen zu trennen, interessant, zeigt sie doch implizit, dass die zu erwartenden Renditen bei Übernahmen von Netzen im Ausland durchaus attraktiver erscheinen, als der regulierte Betrieb in Deutschland.

[20] Vgl. S. Wright, R. Mason, D. Miles: A Study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK, Smithers Report, London 2003.

[21] Eine Sliding-Scale-Regulierung ist eine Regulierungsform, bei der die zulässigen Preise (oder Erlöse) an dem erzielten Profit bzw. anderen (Kosten-)Parametern gebunden werden. Hierdurch werden zusätzliche Profite bzw. Risiken zwischen dem regulierten Unternehmen und den Kunden geteilt.

[22] Vgl. G. Brunekreeft: Anmerkungen zur Anreizregulierungsverordnung, Positionspapier für den VDEW, Bremen 2008.