

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)

Anreizregulierung

Gutachten zum Berichtsentwurf der BNetzA nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG

Dr. Stephan Vaterlaus

Dr. Jörg Wild

Dr. Heike Worm

Dr. Karolin Becker

Olten, 23. Juni 2006

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	10
2 Konzept der Anreizregulierung	11
2.1 Die Ausgestaltung einer Anreizregulierung aus ökonomischer Sicht	11
2.2 Elemente einer Anreizregulierung	12
2.3 Die Anreizregulierung gemäß EnWG 2005	13
2.4 «Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit» im Entwurf der BNetzA	15
3 Erlösobergrenzen: Revenue-Cap-Regulierung	18
3.1 Die Revenue-Cap-Methode der Anreizregulierung	18
3.2 Dauer der Regulierungsperiode und Planungssicherheit	19
3.3 Berücksichtigung von Mengeneffekten	20
3.4 Cap-Regulierung und Investitionsanreize	22
3.4.1 Generelle Investitionsanreize	22
3.4.2 Investitionsanreize bei Erneuerungsinvestitionen	23
4 Ausgangsbasis für Effizienzvorgaben	24
4.1 Bestimmung der Ausgangsbasis.....	24
4.2 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile	26
5 Allgemeine Produktivitätsentwicklung	28
5.1 Funktion der generellen Produktivitätsvorgabe in der Anreizregulierung	28
5.2 Messung der allgemeinen Produktivitätsentwicklung	28
5.2.1 Produktivitätskonzept	28
5.2.2 Messkonzepte	29
5.2.3 Datengrundlagen.....	30
5.3 Diskussion der bisher präsentierten Berechnungen.....	31
6 Individuelle Produktivitätsvorgabe: Benchmarking	34
6.1 Überblick der Benchmarking-Methoden	34
6.1.1 Vergleichsnetze	34
6.1.2 Nicht-parametrische Methoden	35
6.1.3 Parametrische Methoden	36
6.1.4 Vergleich der Methoden und Bewertung	37
6.2 Parameter und Modelle.....	39
6.2.1 Internationale Erfahrungen der Gaswirtschaft mit Benchmarking im Rahmen der Anreizregulierung	39
6.2.2 Probleme eines Benchmarkings von Gasnetzbetreibern	41
6.3 Vergleichbarkeit und Robustheit	42

7	Überführung der Benchmarking-Ergebnisse in individuelle Vorgaben	44
8	Qualitätsregulierung	47
9	Quellenverzeichnis	50

EXECUTIVE SUMMARY

Eine Anreizregulierung setzt sich aus verschiedenen Elementen zusammen, die – wie die internationale Erfahrung mit Anreizregulierungssystemen in der Energiewirtschaft zeigt – sehr unterschiedlich interpretiert und umgesetzt werden können. Bei der Ausgestaltung sind die jeweiligen Besonderheiten – sowohl die branchen- als auch die länderspezifischen – angemessen zu berücksichtigen. In Deutschland hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß § 112a des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 (EnWG 2005) einen Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung für die Elektrizitäts- und Gasnetze auszuarbeiten. Das vorliegende Gutachten befasst sich mit der Anreizregulierung von Gasnetzbetreibern. Neben der Diskussion der wissenschaftlichen Literatur und internationalen Erfahrungen wird auf den Berichtsentwurf der BNetzA vom 2. Mai 2006 Bezug genommen (BNetzA, 2006a).

Damit eine Anreizregulierung die erwünschten Ziele einer Effizienzsteigerung erfüllen kann, sind die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass Planungssicherheit, Verbindlichkeit und Rechtssicherheit gewährleistet sind. Es müssen insbesondere die Partizipationsbedingung, d.h. erreichbare Vorgaben sowie die Anreizbedingung, dass auch Unternehmen von Effizienzsteigerungen profitieren, erfüllt sein.

Durch eine Anreizregulierung werden die Netzbetreiber einem höheren Risiko ausgesetzt. Dem ist durch eine risikoangepasste Festsetzung der zugestandenen Rendite Rechnung zu tragen. Außerdem muss durch die Regulierung sichergestellt werden, dass durchschnittlich effiziente Unternehmen eine durchschnittliche Rendite erreichen können. Ebenso müssen überdurchschnittlich effiziente Unternehmen eine überdurchschnittliche Rendite realisieren können.

Verschiedene der im Berichtsentwurf der BNetzA vom 2. Mai 2006 vorgesehenen Maßnahmen gefährden jedoch die vom § 21a EnWG 2005 geforderte Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben. Eine initiale Absenkung der Erlöse auf den Durchschnitt der Branche ist strikt abzulehnen, da die Gefahr von unerreichbaren Vorgaben besteht. Ebenso ist der vorgesehene Zeithorizont von 3 bzw. 6-8 Jahren zu kurz, um die Effizienzvorgaben zu erfüllen. Angesichts der langen Investitionszyklen in der Gaswirtschaft von rund 50 Jahren ist zu berücksichtigen, dass die Kapitalkosten von Bestandsanlagen nicht beeinflussbar sind.

Die Einführung eines «Yardstick-Competition» bereits ab der 3. Regulierungsperiode ist kritisch zu betrachten. Die vollständige Entkopplung der Erlöse von den unternehmensindividuellen Kosten bedarf zuvor einer Abklärung mit der Vereinbarkeit der in § 21a postulierten Vorgaben.

Aufgrund der besonderen Rahmenbedingungen in der Gaswirtschaft wird die Verwendung eines Revenue-Caps mit starker Hybridisierung für Mengeneffekte sowie eines «Regulatory Accounts», um Schwankungen in Einzeljahren auszugleichen, grundsätzlich begrüßt. Die Dauer der Regulierungsperioden ist jedoch auf die maximal möglichen 5 Jahre auszudehnen, damit Anreize effektiver wirken können. Außerdem liegen dadurch für jede neue Regulierungsperiode bessere Informationen zur Beurteilung der Entwicklungen während der Vorperiode vor.

Die Ermittlung des generellen X-Faktors, der die Veränderung der Produktivität der Gaswirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft abbilden soll, hat auf Basis der totalen Faktorproduktivität zu erfolgen. Für die Berechnung auf Grundlage eines Törnqvist-Indexes müssen robuste Daten einer langen Zeitreihe verwendet werden. Auf die Anwendung eines Malmqvist-Indexes ab der 2. Regulierungsperiode ist aufgrund der Ausreißerproblematik bei kurzen Zeitreihen zu verzichten. Die bisher von der BNetzA verwendeten Daten sowie das methodische Vorgehen erlauben keine robuste Berechnung der Produktivitätsentwicklung der Gasnetzbetreiber. Auch ein Abstellen auf internationale Erfahrungen ist vor dem Hintergrund der unterschiedlichen nationalen Ausgangssituationen kritisch zu betrachten. Aktuell gibt es keinen Hinweis, dass die Produktivitätsentwicklung der Gasnetze größer ist als die Produktivitätsentwicklung der Gesamtwirtschaft.

Hinsichtlich der zur Ermittlung des individuellen X-Faktors zu verwendenden Benchmarking-Methoden besteht noch erheblicher Konkretisierungsbedarf seitens der BNetzA. Ein Effizienzvergleich über Benchmarking-Methoden ist für Gasnetze aufgrund der nicht exogen vorgegebenen Versorgungsaufgabe methodisch sehr anspruchsvoll. Bisher konnten keine robusten Modelle für die Gaswirtschaft hergeleitet werden, die die Heterogenität der Gasnetzbetreiber angemessen berücksichtigen. Auch international ist das Benchmarking von Gasnetzbetreibern im Rahmen einer Anreizregulierung nicht verbreitet. Da alle Benchmarking-Methoden mit Stärken und Schwächen behaftet sind und nicht die «wahre Effizienz» ermitteln können, ist die angestrebte komplementäre Verwendung mehrerer Methoden zwingend. Unter regulatorischer Vorsicht und unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben von erreichbaren und übertreffbaren Effizienzvorgaben empfiehlt sich zudem eine Bestabrechnung zugunsten der Netzbetreiber.

Bei der Überführung der Benchmarking-Ergebnisse in Effizienzvorgaben ist aufgrund der noch bestehenden Datenprobleme sowie methodischen Unsicherheiten besondere Vorsicht geboten. Diesen Unsicherheiten kann mit einem Sicherheitsabschlag auf die Effizienzvorgabe begegnet werden. Der Grundsatz einer formelmäßigen Überführung entspricht dem Konzept der «Methodenregulierung» und ist zu begrüßen. Individuelle Besonderheiten, die nicht im Benchmarking abgebildet werden können, müssen jedoch im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung bereinigt werden können. Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Vorgaben sicherzustellen, kann eine Begrenzung der individuellen

Effizienzvorgabe vorgenommen werden. Unternehmen, für die im Benchmarking ein Effizienzniveau ermittelt wird, das unter einem bestimmten Grenzwert liegt, erhalten diesen Grenzwert als Vorgabe.

Die Einführung einer Qualitätsregulierung wird grundsätzlich begrüßt. Die vier genannten Dimensionen der Qualität (Sicherheit, Zuverlässigkeit, Produkt- und Servicequalität) werden bereits heute von der Gaswirtschaft aufgrund des Substitutionswettbewerbs und dem Einfluss der technischen Regelwerke effektiv erfüllt. Bevor finanzielle Anreize eingeführt werden können, sind die Kundenbedürfnisse bezüglich des gewünschten Qualitätsniveaus und entsprechende Zahlungsbereitschaften zu ermitteln. Dies kann während der 1. Regulierungsperiode geschehen. Bei der Ausgestaltung der Qualitätsregulierung bietet es sich außerdem an, die positiven Erfahrungen der Branche durch die Festlegung von Qualitätsstandards im DVGW-Regelwerk zu berücksichtigen.

Abgeleitet aus den im vorliegenden Gutachten thematisierten Punkten wird im Folgenden ein Vorschlag für die Ausgestaltung der Anreizregulierung für Gasnetzbetreiber präsentiert sowie eine Gegenüberstellung mit den im augenblicklichen Entwurf vorgesehenen Regelungen durchgeführt. In der Übersichtstabelle sind in der ersten Spalte die einzelnen Elemente einer Anreizregulierung aufgeführt. Die zweite Spalte beinhaltet die von der Bundesnetzagentur vorgesehenen Eckpunkte, mit einem Verweis auf die entsprechende Stelle im veröffentlichten Berichtsentwurf vom 2. Mai 2006 (BNetzA, 2006a). In der dritten Spalte findet sich jeweils der alternative Vorschlag.

Thema	Entwurf- BNetzA	Vorschlag
Regulierungskonzept	Konzept der Methodenregulierung, keine Einzelverhandlungen (210-211; 293-296)	Methodenregulierung mit sachlichen Rechtfertigungsmöglichkeiten bei unternehmensindividuellen Besonderheiten
Rechtssicherheit	Regulierungssystem soll Netzbetreibern Rechts- und Planungssicherheit bringen (293)	Keine rückwirkende Änderung von Regeln; keine rückwirkenden Abschöpfungen von Gewinnen («Regulatory Commitment»).
Regulierungsperioden	1. Regulierungsperiode: 3 Jahre, 2. Regulierungsperiode: 3-5 Jahre, ab 3. Regulierungsperiode: 2 Jahre (Kap. 5)	Von Beginn an Regulierungsperioden von 5 Jahren, um eine möglichst starke Anreizwirkung zu generieren und die Stabilität des Systems zu stärken und um Daten zur Beurteilung der Auswirkungen der Regelungen während der Regulierungsperioden zur Verfügung zu haben.

Thema	Entwurf- BNetzA	Vorschlag
Revenue-Cap	Revenue-Cap-Regulierung in der 1. und 2. Regulierungsperiode mit Hybridisierung zur Berücksichtigung von Mengeneffekten. Über die genaue Form der Hybridisierung werden noch keine Angaben gemacht (228-229; Kap. 6.7; Kap. 15).	Revenue-Cap-Formel mit starker Hybridisierung auf Basis Vorhalteleistung und Zahl der Anschlüsse (je 50%); keine Cap-Reduktion bei Rückgang der Menge, da damit keine Kosteneinsparungen verbunden sind.
	«Regulatory Accounts» zum Ausgleich von temperaturbedingten Schwankungen (228, Kap. 15.1).	«Regulatory Accounts» zum Ausgleich von temperaturbedingten Schwankungen
	Ab der 3. Regulierungsperiode: Yardstick-Competition, vollständige Entkopplung der Erlöse von den unternehmensindividuellen Kosten (Kap. 5.5.3; Kap. 6.6)	Kein fest vorgegebener Wechsel zu einem Yardstick-Competition ab der 3. Regulierungsperiode. Weiterführen der Revenue-Cap-Regulierung.
Ausgangsbasis	Ermittlung der Kostendaten gemäß GasNEV, regulatorische Kostenrechnungsprüfung, Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile (262; Kap. 8)	Ausgangsbasis des Revenue-Cap bilden in der 1. Regulierungsperiode die anrechenbaren Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. In den Folgeperioden werden jeweils die durchschnittlichen Kosten mehrerer Jahre der vorhergehenden Regulierungsperiode zugrunde gelegt. Keine Aberkennung von Kosten.
	Die Höhe der Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital kann alle zwei Jahre von der BNetzA bestimmt werden (236-237).	Bei der Kostenermittlung ist der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Netzbetreiber bei der Anreizregulierung einem höheren Risiko ausgesetzt sind. Der in Norwegen verwendete Aufschlag von 1 Prozentpunkt auf den WACC entspricht umgerechnet auf einen deutschen Eigenkapitalanteil einem Zuschlag von 2,5 Prozentpunkten auf die Eigenkapitalrendite.
Initiale Absenkung	Initiale Absenkung auf das durchschnittliche Effizienzniveau der Branche zu Beginn der 1. Regulierungsperiode (337).	Die Vorgaben zur Cap-Entwicklung müssen erreichbar und übertreffbar sein, daher keine initiale Absenkung auf das durchschnittliche Effizienzniveau der Branche.
Genereller X-Faktor (1/2)	Ursprünglich vorgesehener genereller X-Faktor von 2,54%, aus Gründen der Rechtsicherheit und in Anlehnung an international übliche Bandbreiten 1,5 - 2,0% in der 1. Regulierungsperiode (249, 253-254; Kap. 9).	Genereller X-Faktor von 0%, da nicht ersichtlich ist, warum das Produktivitätswachstum in überdurchschnittlich langfristig ausgelegten Gasnetzen höher ist als in der Volkswirtschaft insgesamt.

Thema	Entwurf- BNetzA	Vorschlag
Genereller X-Faktor (2/2)	Berechnung auf Basis eines Törnqvist-Indexes in der 1. Regulierungsperiode, dann Malmqvist-Index (255).	Berechnung auf Basis eines Törnqvist-Indexes (wegen Ausreißerproblematik mind. in den ersten 10 Jahren; danach Wechsel auf Malmqvist möglich).
Preisentwicklung	Verbraucherpreisindex (VPI) der Gesamtwirtschaft (245, 264)	Anpassung des Cap an die Inflationsentwicklung auf Basis des Verbraucherpreisentwicklung (VPI)
Individueller X-Faktor	Benchmarking zur Ermittlung des individuellen X-Faktors (Kap. 5.3.2)	Cap wird zusätzlich um einen individuellen Faktor angepasst, der unternehmensindividuelle Möglichkeiten der Effizienzsteigerungen abbildet. Zur Ermittlung des individuellen X-Faktors wird ein Benchmarking durchgeführt.
Vergleichbarkeit	Es werden verschiedene Verfahren zur Ermittlung einer vergleichbaren Kostenbasis für ein Benchmarking diskutiert (Kap. 12).	Die Kostendaten für das Benchmarking müssen vergleichbar sein, d.h. Unterschiede bezüglich Aktivierung und Abschreibungen sowie die Lage im Investitionszyklus bzw. der Marktphase dürfen die Benchmarking-Ergebnisse nicht beeinflussen.
	Darauf wie die verschiedenen Verfahren explizit angewandt werden sollen, wird nicht eingegangen.	Mehrere Methoden sind parallel durchzuführen und darauf eine Bestabrechnung anzuwenden.
Benchmarking-Methoden	Es sollen verschiedenen Methoden komplementär angewandt werden (Kap. 6.11), allerdings noch keine konkrete Festlegung auf eine Methode oder Spezifikation (noch keine Ergebnisanalyse der Modellrechnungen für Gasnetzbetreiber, Kap. 13.4). Unklar ob Durchschnittsmethode oder Bestabrechnung vorgezogen wird.	Da Benchmarking mit verschiedenen methodischen und Datenproblemen verbunden ist, Anwendung mehrerer Benchmarking-Methoden mit Bestabrechnung zugunsten der Unternehmen. Mindestens anzuwenden sind parametrische (SFA und MOLS) und nicht-parametrische (verschiedenen Variante der DEA). Die Verwendung Analytischer Kostenmodelle ist nicht zu empfehlen.
Benchmarking-Parameter	Ist im Verlauf des weiteren Konsultationsprozesses so vorgesehen (328-329, 796).	Die Parameterauswahl (Kostentreiberanalyse) hat unter Einbezug der Netzbetreiber zu erfolgen, da ein Benchmarking nur akzeptiert wird, wenn die Ergebnisse als fair betrachtet werden.
	Diskussion der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe der Gasnetzbetreiber, keine konkreten Vorschläge der Implementierung im Benchmarking (792; Kap. 11.4.3.3)	Für Gasnetzbetreiber ist die Modellierung einer «exogenen Versorgungsaufgabe», wie dies für Stromnetze vorgesehen ist, nicht möglich. Stattdessen ist sowohl die aktuelle, historische als auch die potentielle Versorgungssituation angemessen zu berücksichtigen.

Thema	Entwurf- BNetzA	Vorschlag
Überführung in Vorgabe	Der Abbau der Ineffizienzen hat innerhalb von ein bis zwei Regulierungsperioden (durchschnittlich ca. 5 Jahre) zu erfolgen (265).	Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Vorgaben zu garantieren, wird bei der Überführung berücksichtigt, dass Effizienzsteigerungen im Zeitablauf nur begrenzt möglich sind. Unter der Annahme, dass sich Ineffizienzen über 15 Jahre abbauen lassen, führt eine Ineffizienz von beispielsweise 15% zu einer Vorgabe von 1% pro Jahr.
	Es wird nur von moderaten Problemen bei der Datenqualität ausgegangen (860). Die Festlegung einer Mindesteffizienz ist nicht vorgesehen.	Bei der Überführung der Benchmarking-Ergebnisse ist aufgrund von methodischen Probleme sowie mangelhafter Datenqualität große Vorsicht geboten. Als Mindesteffizienz für die Überführung wird eine Grenze von 70% festgesetzt. Bei einer dann maximalen Ineffizienz von 30% ergibt sich ein maximaler individueller X-Faktor von 2%.
Datenqualität	Die Verwendung eines Sicherheitsabschlags wird in Aussicht gestellt, um Übertreffbarkeit der Vorgaben zu erreichen, allerdings ohne konkrete Quantifizierung (335, 960).	Um den methodischen Risiken Rechnung zu tragen, wird ein Sicherheitsabschlag von 0,5 Prozentpunkten eingeführt.
Qualitätsregulierung	Qualitätsregulierung ab der 1. <i>Regulierungsperiode</i> vorgesehen, z.T. mit unterschiedlichen Vorgaben für die Gas- und Stromnetzbetreiber: Durchführung von Kundenumfragen, Vereinbarung von Qualitätskenngrößen und Festlegung von Mindeststandards, bei Nichteinhaltung Verrechnung von Abschlägen auf das Regulierungskonto (Bonus-Malus-System, Kap. 6.14), Veröffentlichungs- und Monitoringpflichten mit Differenzierung nach Anzahl Kunden. <i>Langfristig</i> : Sorgfältige Integration der Versorgungsqualität ins Effizienzbenchmarking (Kap. 16)	Orientierung der Qualitätsregulierung an den Bedürfnissen und Zahlungsbereitschaften der Kunden. Definition von Mindeststandards und Festlegung von finanziellen Anreizen in Zusammenarbeit mit der Branche und nach Kundenbefragungen während der 1. Regulierungsperiode. Nutzen der positiven Erfahrung mit bestehenden Qualitätssicherungssystemen (DVGW-Regelwerke).
	Koordinierte Erarbeitung von Qualitäts-Management-Systemen mit Branchenvertretern (Kap. 16.4.4).	Maßnahmen wie Qualitäts-Management-Systeme sind hinsichtlich ihres Kosten-Nutzen-Verhältnisses zu überprüfen.

1 AUSGANGSLAGE UND AUFGABENSTELLUNG

Die Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/55/EG zur Liberalisierung der Gaswirtschaft und Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes in nationales Recht erfolgte in Deutschland Mitte 2005 mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung erfolgt, können gemäß EnWG Netzzugangsentgelte auch auf Basis einer Anreizregulierung bestimmt werden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat der Bundesregierung bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht vorzulegen, der ein Konzept zur Durchführung einer Anreizregulierung enthält. Wie eine Anreizregulierung aus Sicht der Gaswirtschaft ausgestaltet werden sollte, wird im vorliegenden Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes für Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) dargelegt. Dazu werden die folgenden Analyseschritte vorgenommen:

- Generelle Überlegungen zu den einzelnen Elementen einer Anreizregulierung unter Berücksichtigung der gasspezifischen Besonderheiten,
- Diskussion des Berichtsentwurfs der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 2. Mai 2006 (BNetzA, 2006a¹),
- Ausarbeiten eines Modellvorschlags, in dem die Erkenntnisse der Analyse berücksichtigt werden.

Das Gutachten gliedert sich wie folgt: Kapitel 2 zeigt die Grundelemente einer Anreizregulierung aus ökonomischer Sicht auf und prüft deren Umsetzung im EnWG 2005, das die gesetzliche Grundlage zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung für die deutsche Strom- und Gaswirtschaft bildet. In den Kapiteln 3 und 4 werden das Regulierungsverfahren sowie die Ausgangsbasis für die Formulierung der Erlösobergrenzen erläutert. Kapitel 5 diskutiert den generellen X-Faktor (allgemeine Produktivitätsentwicklung) und die bei dessen Ermittlung auftretenden Probleme. Es folgt in Kapitel 6 eine Auseinandersetzung mit den verschiedenen Benchmarking-Methoden, die zur Bestimmung einer individuellen Produktivitätsvorgabe herangezogen werden können. In Kapitel 7 wird ausgeführt, wie Benchmarking-Ergebnisse in erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgaben überführt werden können. Kapitel 8 beleuchtet die Rolle der Qualitätsregulierung im Rahmen einer Anreizregulierung. Vorschläge zur alternativen Ausgestaltung einer Anreizregulierung sind im Executive Summary enthalten.

¹ Im Verlauf des Gutachtens werden im BNetzA-Entwurf (BNetzA, 2006a) behandelte Punkte wie folgt zitiert: Kapitel z.B. (BNetzA, Kap. 5) sowie einzelne Argumente mit dem Verweis auf die jeweilige Randnummerierung (BNetzA (253)).

2 KONZEPT DER ANREIZREGULIERUNG

2.1 Die Ausgestaltung einer Anreizregulierung aus ökonomischer Sicht

In Wirtschaftsbereichen, in denen monopolistische Strukturen vorliegen, dient die Regulierung der Verhinderung von Monopolrenten. Je nach Ausgestaltung der Regulierung sind unterschiedliche Wirkungen zu erzielen. Von einer reinen Kostenregulierung gehen in der Regel beschränkte Effizianzanreize aus, da Kostenreduktionen sofort in Form von günstigen Preisen von den Unternehmen weitergegeben werden müssen. Werden die Erlöse von den Kosten entkoppelt, erhalten die Unternehmen Anreize ihre Effizienz zu steigern, da sich dadurch höhere Gewinne realisieren lassen. Das Konzept der Anreizregulierung sieht vor, dass Unternehmen einige Zeit von Kostensenkungen profitieren können, indem sie ihre Gewinne einbehalten dürfen. Damit wird das Ziel erreicht, dass sowohl Netznutzer als auch Netzbetreiber von der Anreizregulierung profitieren

Zum Funktionieren einer Anreizregulierung müssen zwei Bedingungen erfüllt sein, die sich auf die so genannte Prinzipal-Agenten-Theorie zurückführen lassen (z.B. Laffont und Tirole, 1993).

- **Partizipationsbedingung:** Zur Erfüllung der Partizipationsbedingung müssen die Unternehmen in der Lage sein, mindestens ihre Kosten decken zu können. Dies ist gleichbedeutend mit der Forderung, dass Vorgaben an die Unternehmen erreichbar sein müssen.
- **Anreizbedingung:** Damit die Anreizbedingung erfüllt ist, muss es den Unternehmen erlaubt sein, für einen bestimmten Zeitraum von Kostensenkungen in Form von Gewinnen zu profitieren. Die Effizienzvorgaben müssen so formuliert sein, dass sie auch übertreffbar sind und es muss sichergestellt sein, dass Unternehmen für effizientes Verhalten belohnt werden.

Für eine Anreizregulierung ist es zudem unerlässlich, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen klar definiert sind und der rechtliche Rahmen verbindlich und langfristig ausgestaltet ist («Regulatory Commitment»). Rechtssicherheit setzt voraus, dass eine eindeutige, einheitliche Definition der Kostenbasis feststeht. Die laufenden Entgeltgenehmigungsverfahren zeigen, dass einige Positionen strittig sind. Außerdem sollte eine möglichst lange Dauer der Regulierungsperiode angesetzt werden, denn nur dann können die Anreize zur Steigerung der Effizienz ihre Wirkung entfalten und Investitionssicherheit ist auch in der langen Frist gewährleistet. Dies ist insbesondere in Wirtschaftszweigen mit langen Investitionszyklen von Bedeutung.

Damit eine Anreizregulierung die erwünschten Ziele einer Effizienzsteigerung erfüllen kann, sind die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass Planungssicherheit, Transparenz, Verbindlichkeit und Rechtssicherheit für die Unternehmen gewährleistet sind. Die Partizipationsbedingung (Vorgaben müssen erreichbar sein) muss ebenso erfüllt sein wie die Anreizbedingung (Unternehmen müssen an den von ihnen realisierten Effizienzsteigerungen teilhaben können).

2.2 Elemente einer Anreizregulierung

Eine Anreizregulierung setzt sich aus verschiedenen Elementen zusammen, die in eine Effizienzvorgabe einfließen. Bei der Ausgestaltung gilt es viele Details zu beachten, die jeweils einen entscheidenden Einfluss auf die Anreizwirkungen haben können. Es ist zudem für das Wirken der Anreize nicht erforderlich alle Teilaspekte zu berücksichtigen. Die konkrete Ausgestaltung ist zudem stark abhängig von den in der zu regulierenden Branche vorherrschenden Gegebenheiten.

Die folgende Abbildung 1 zeigt die verschiedenen Elemente einer Anreizregulierung und ihren jeweiligen Beitrag zur Formulierung einer Effizienzvorgabe. Als Ausgangsgröße für die Effizienzvorgabe dienen die anrechenbaren Kosten bzw. die maximal zugelassenen Erlöse. Zudem kann die Entwicklung des Preisniveaus, für das der Verbraucherpreisindex (VPI) oder ein anlagenspezifischer Güterpreisindex angesetzt werden kann, eine allgemeine Produktivitätsvorgabe (X_{gen}) sowie eine unternehmensindividuelle Vorgabe (X_{indiv}) in der Effizienzvorgabe berücksichtigt werden.

Die individuelle Vorgabe lässt sich unter Verwendung von Effizienzanalysemethoden ermitteln (unterlegte Felder in der Abbildung), bei denen die Unternehmen einem Benchmarking unterzogen und miteinander verglichen werden. Bei der Durchführung der Effizienzanalyse und der Überführung der Ergebnisse der Effizienzanalyse in die effektive Effizienzvorgabe ist besondere Vorsicht geboten, insbesondere wenn noch erhebliche Mängel bezüglich der Datenkonsistenz bestehen und sich die Unternehmen in ihren Strukturen stark voneinander unterscheiden (vgl. Abschnitte 6.1.4 und 7).

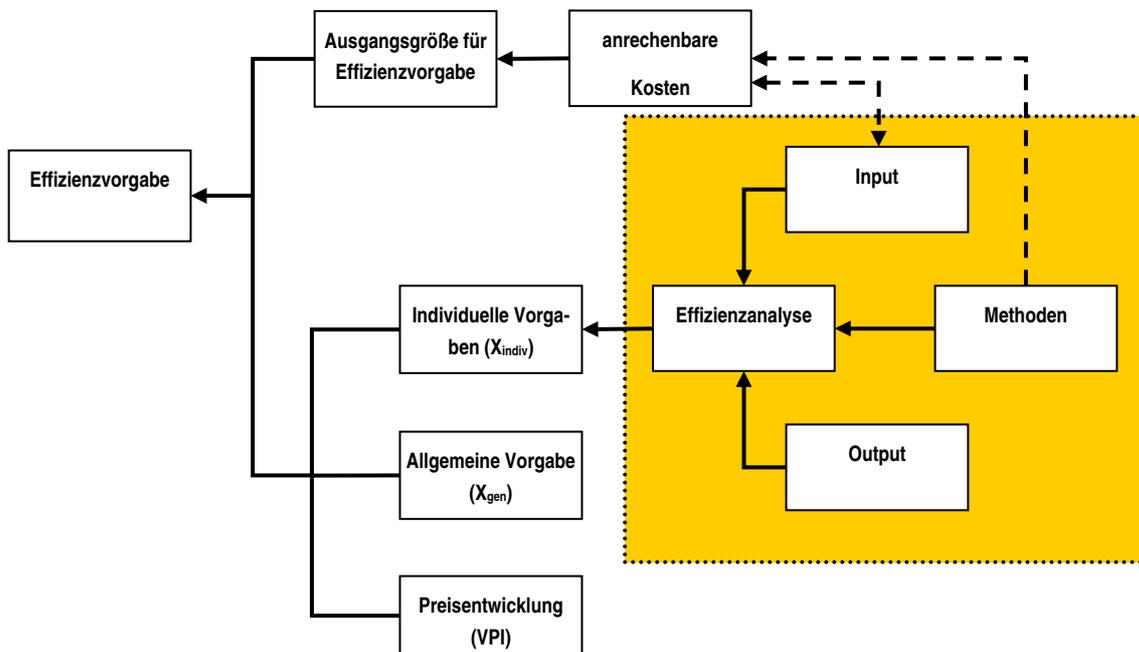


Abbildung 1 Elemente einer Anreizregulierung

2.3 Die Anreizregulierung gemäß EnWG 2005

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz 2005 (EnWG 2005) wird die EU-Richtlinie 2003/55/EG² in nationales Recht umgesetzt. Gemäß EnWG 2005 soll sowohl bei der Strom- als auch bei der Gasversorgung eine Anreizregulierung implementiert werden. Dies soll per Verordnung geschehen, soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung erfolgt.

Entkopplung von Kosten- und Erlösentwicklung

Ziel der Regulierung der Gas- und Stromversorgungsnetze ist die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas und die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Abs. 2 EnWG). In § 21a EnWG werden die wesentlichen Grundsätze, denen eine Anreizregulierung genügen muss, aufgeführt. So sieht das EnWG vor, dass innerhalb jeder Regulierungsperiode eine Entkopplung der Preis- bzw. Erlösentwicklung von der Kostenentwicklung vorgenommen werden soll. Indem die Netzbetreiber, die inner-

² Angesichts der geringen Fortschritte bei der Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes wurde im Sommer 2003 von der EU-Kommission die so genannten «Beschleunigungsrichtlinie Gas» mit gemeinsamen Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt verabschiedet.

halb der Regulierungsperiode erzielten Effizienzgewinne, die über die gesetzten Effizienzvorgaben hinausgehen vereinnahmen dürfen, soll der Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung geschaffen werden.

Erreichbare und übertreffbare Vorgaben

Die Effizienzvorgaben sollen dabei so ausgestaltet sein und über die Regulierungsperiode verteilt werden, dass sie mit den einer einzelnen Unternehmung zur Verfügung stehenden und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden können (§ 21a Abs. 5 EnWG). Realisierte Effizienzgewinne sind dann in der nächsten Regulierungsperiode an die Netznutzer weiterzugeben, indem sie bei der Ausgestaltung der Vorgaben für die neue Regulierungsperiode berücksichtigt werden (Deutscher Bundestag, 2005; BT-Drs. 15/5268, S. 120). Diese Anforderungen erfüllen somit die grundsätzlichen Bedingungen einer Anreizregulierung – die Partizipations- sowie die Anreizbedingung (vgl. Abschnitt 2.1).

Effizienzvorgaben nur für beeinflussbare Kosten

Damit Vorgaben erreichbar sind, ist bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben eine Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zu treffen. Der beeinflussbare Kostenanteil wird zu Beginn einer Regulierungsperiode ermittelt und die Effizienzvorgaben sind nur auf diesen Kostenanteil zu beziehen.

Unterschiede zwischen Strom- und Gaswirtschaft

Strom- und Gasversorgung unterscheiden sich in diversen Aspekten voneinander. Gasversorgungsnetze werden zwar im Grundsatz im EnWG gleich behandelt wie Stromversorgungsnetze, d.h. gemäß § 1 EnWG muss die Versorgung der Allgemeinheit gewährleistet sein. Es gibt jedoch für die Anschluss- und Versorgungspflicht zahlreiche Ausnahmeregelungen, die überwiegend mit der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und den unbedingten langfristigen Zahlungsverpflichtungen (§ 25 EnWG) begründet werden. Auch sind Ausnahmeregelungen für Investitionen in neue Infrastrukturen festgelegt (vgl. § 28a EnWG; Art. 22 Richtlinie 2003/55/EG). Weiterhin sieht das EnWG im Falle von bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb vor, dass eine Rechtsverordnung erlassen werden kann, die eine Entgeltbildung auf Grundlage eines marktorientierten Verfahrens zulassen (§ 24 Satz Abs. 2 Satz 5 EnWG). Davon hat der Ordnungsgeber im Falle der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber in Form von § 3 Abs. 2 GasNEV Gebrauch gemacht. Netzbetreiber, die nach § 3 Abs. 2 GasNEV ihre Netzentgelte bilden, sind somit von der Anreizregulierung ausgenommen. Die folgende Erläuterung und Diskussion der einzelnen Elemente der Anreizregulierung findet zudem unter besonderer Berücksichtigung der Unterschiede

zwischen der Gas- und Stromwirtschaft statt, die sich auf verschiedene Arten manifestieren und eine unterschiedliche Ausgestaltung der Anreizregulierung erfordern.

2.4 «Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit» im Entwurf der BNetzA

Das EnWG definiert die Grundprinzipien, die bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung zu berücksichtigen sind. Die entsprechenden Vorgaben sind einerseits in zahlreichen Punkten methodenoffen formuliert. Dies hat einen gewissen Handlungsspielraum bei der Umsetzung in ein Regulierungskonzept zur Folge. Es ist daher Aufgabe des Anreizregulierungskonzeptes, im Vorfeld der Verordnungsgebung konkrete Methoden vorzuschlagen. Andererseits sind im EnWG auch eine Reihe entscheidender Punkte klar beschrieben, die aus theoretischer Perspektive wesentlich sind, damit die Partizipations- und die Anreizbedingung als Voraussetzung für die Anreizregulierung erfüllt sind. Das von der BNetzA im Berichtsentwurf vorgesehene Regulierungskonzept scheint in gewissen Teilen einer abweichenden Interpretation der Postulate des EnWG – insbesondere hinsichtlich der Erreichbarkeit und der Übertreffbarkeit – zu folgen. Dies stellt insbesondere die Erfüllung der oben genannten Partizipationsbedingung in Frage (vgl. auch die Ausführungen von Smeers (2006), Folie 13³).

«What can an infeasible solution be in BNetzA concept? A revenue cap that does not allow the firm to cover its cost.»

Gefahr unerreichbarer Vorgaben

Es wird im Berichtsentwurf der BNetzA zunächst eine initiale Absenkung der Erlöse auf das Durchschnittsniveau der Branche gleich zu Beginn der ersten Regulierungsperiode gefordert (u.a. BNetzA, Kap. 6.13). Dadurch würden Kosten, die den Netzbetreibern im bisherigen Regulierungssystem entsprechend der Gasnetzentgeltverordnung bewilligt worden sind, nicht mehr anerkannt. Die unternehmensindividuelle Ausgangssituation würde nicht berücksichtigt. Derartige Vorgaben sind für eine Vielzahl der Unternehmen nicht erreichbar.

³ Vortrag von Prof. Y. Smeers zum Thema «General Aspects and Regulatory Approach» an der Internationalen wissenschaftlichen Konferenz der Bundesnetzagentur in Bonn/Bad Godesberg, 25.-26. April 2006.

Eine initiale Absenkung der Erlöse auf den Durchschnitt der Branche ist strikt abzulehnen, da diese nicht auf den Vorgaben des EnWG zur Anreizregulierung beruht und weder dem Konzept einer Anreizregulierung gemäß der ökonomischen Theorie noch internationaler Anwendungspraxis entspricht.⁴

Diese Maßnahme ist zudem schon deshalb nicht mit der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit vereinbar, da ohne Übergangsfrist nur ein sehr geringer Teil der Kosten überhaupt durch die Unternehmen beeinflussbar ist. Das EnWG sieht in § 21a Abs. 5 explizit vor, dass Effizienzvorgaben über die Regulierungsperioden verteilt und vom Netzbetreiber, unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen, erreichbar und übertreffbar sein sollen. Die von der BNetzA verwendete Definition der Erreichbarkeit vernachlässigt jedoch die unternehmensindividuelle Perspektive, indem auf allgemein mögliche Input-Output-Verhältnisse abgestellt wird:

BNetzA (334): «Der Nachweis der Erreichbarkeit ist dadurch gegeben, dass es effiziente Unternehmen gibt, die eine entsprechendes Input-/Outputverhältnis realisieren.»

Ebenso läuft die alleinige Ausrichtung der Effizienzvorgaben an einer durch einen Unternehmensvergleich gebildeten Grenze der Vorgabe einer Erreichbarkeit unter zumutbaren Maßnahmen entgegen, da die unternehmensindividuelle Zumutbarkeit keine Berücksichtigung findet.

BNetzA (959): «Mit der Ausrichtung der Effizienzvorgaben an einer durch Unternehmensvergleich gebildeten Effizienzgrenze, wird also sichergestellt, dass von den Unternehmen nichts Unmögliches verlangt wird.»

Lediglich im Falle der Realisierung von Effizienzgewinnen kann es zu einer Aufteilung zwischen Netzbetreiber und Verbrauchern kommen. Der Anreiz zu hohen Effizienzsteigerungen kann zudem nur wirken, wenn die Gewinne, die ein Netzbetreiber durch eine Übererfüllung der Effizienzvorgaben erreicht auch für eine gewisse Zeit bei ihm verbleiben dürfen (BT-Drs. 15/5268, S. 120). Somit entspricht die Auslegung der Begriffe «Erreichbarkeit» und «Übertreffbarkeit» im Entwurf der BNetzA nicht den Vorgaben des EnWG.

Der Nachweis der Erreichbarkeit ist nicht dadurch gegeben, dass es Unternehmen gibt, die bestimmte Input-Output-Verhältnisse realisieren können (BNetzA (334, 959)), sondern hat

⁴ In den Niederlanden wurde das für 2001 geplante Vorgehen einer initialen Absenkung nicht umgesetzt und in Österreich steht die geforderte Absenkung der Kosten von durchschnittlich 20% vor Einführung der Anreizregulierung nicht im Zusammenhang mit individuellen Effizienzvorgaben. Zudem findet die Anwendung einer im Ausland gefundenen Lösung keine Gewähr dafür, dass die entsprechenden Vorgaben auch in anderen Ländern erreichbar und übertreffbar sind. Es gilt, die länderspezifischen Besonderheiten zu berücksichtigen.

sich an der Möglichkeit jeder einzelnen Unternehmung zu orientieren, inwieweit sie ihre Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode mit angemessenen und zumutbaren Maßnahmen reduzieren kann (§ 21a Abs. 5 EnWG).

Ein weiteres Element des Entwurfes der BNetzA, das den gesetzlichen Vorgaben nicht ausreichend genügt, betrifft den, ab der 3. Regulierungsperiode vorgesehenen «Yardstick-Competition». Dieses weitere Element des Entwurfs der BNetzA genügt den gesetzlichen Forderungen nicht ausreichend. Der Begriff «Yardstick-Competition» wird in der Literatur und in der Regulierungspraxis unterschiedlich verwendet und der Berichtsentwurf lässt offen, wie «Yardstick-Competition» konkret umgesetzt werden könnte. Grundsätzlich wird dabei die Erlösvorgabe unabhängig von den unternehmensindividuellen Kosten gesetzt. Der Gesetzgeber fordert einen Abgleich der unternehmensindividuellen Erlöse mit den unternehmensindividuellen Kosten zu Beginn jeder Regulierungsperiode (§ 21a Abs. 4 Satz 4 EnWG), so dass jeweils die tatsächliche Ausgangssituation der Unternehmen als Basis für die Effizienzvorgabe genommen wird. Werden keine unternehmensindividuellen Kosten berücksichtigt, besteht die Gefahr von gravierenden Regulierungsfehlern, die sich negativ auf die Vorhersagbarkeit und langfristige Planungssicherheit auswirken können und damit dazu führen, dass Investitionen gehemmt werden. International findet sich kein Beispiel für einen «Yardstick-Competition», das auf die Situation der Gaswirtschaft in Deutschland übertragbar wäre.⁵

Die Einführung eines «Yardstick-Competition» ab der 3. Regulierungsperiode steht der in § 21a EnWG postulierten Vorgabe entgegen, nach der für Effizienzvorgaben ausschließlich zu Beginn einer Regulierungsperiode von den unternehmensindividuellen Kosten auszugehen ist. Zudem bleibt unklar, was BNetzA unter «Yardstick-Competition» tatsächlich versteht.

⁵ In Norwegen wird die Einführung eine «Yardstick-Competition» für die 3. Regulierungsperiode für Stromnetze (d.h. nach 10 Jahren Erfahrungen mit der Anreizregulierung) diskutiert. In den Niederlanden ist sie im Gasbereich ab 2007 geplant. Dort war jedoch die geringe Anzahl von 12 Gasnetzbetreibern bereits zu Beginn der 1. Regulierungsperiode homogener und aufgrund des nahezu flächendeckenden Anschlussgrades in ihren Kostenstrukturen vergleichbarer.

3 ERLÖSOBERGRENZEN: REVENUE-CAP-REGULIERUNG

3.1 Die Revenue-Cap-Methode der Anreizregulierung

Gemäß dem EnWG soll die Preis- bzw. Erlösentwicklung von der Kostenentwicklung innerhalb einer Regulierungsperiode entkoppelt werden. Es lassen sich dazu verschiedene Verfahren unterscheiden. Eine Price-Cap-Regulierung setzt eine Obergrenze für den Preis, eine Revenue-Cap-Regulierung setzt Obergrenzen für den innerhalb einer Regulierungsperiode maximal zu realisierenden Erlös. Zu Beginn jeder folgenden Regulierungsperiode werden die Vorgaben unter Berücksichtigung der unternehmensindividuellen Kosten neu berechnet. Da die Kostenbasis Ausgangspunkt für die weiteren Vorgaben ist, kommt ihr eine besondere Bedeutung zu. Erforderlich ist eine einheitliche Kostenbasis mit Sicherheit für die Unternehmen, dass die Positionen auch anerkannt werden.⁶

Vorausgesetzt es wird ein Preiskorb («price basket») aus verschiedenen Preisen verwendet, kann den Unternehmen bei einem Price-Cap ebenso wie im bei einem Revenue-Cap Preissetzungsflexibilität gewährt werden. Beide Regulierungsverfahren liefern Anreize zu Kostenreduktionen und zwar umso stärker, je länger die Regulierungsperiode dauert. Der so genannte «Yardstick-Competition» – als drittes Verfahren – entkoppelt die Entwicklung der Erlöse/Preise dauerhaft von der Entwicklung unternehmensindividuellen Kosten (vgl. auch Abschnitt 4.1).

Im Folgenden wird am Beispiel des von der BNetzA – für die ersten zwei Perioden – favorisierten Revenue-Cap-Verfahrens die zugrunde liegende Regulierungsformel genauer erläutert:

$$EO_t = K_b * \frac{VPI_t}{VPI_{t-1}} * (1 - X_{gen} - X_{indiv}) * (1 + HE_t) \pm Q_t + Z_t.$$

Die in jeder Regulierungsperiode festgelegte Erlösobergrenze (EO_t) kann aus der Kostenbasis der Anfangsperiode (K_b)⁷ abgeleitet werden, die um die allgemeine Preisentwicklung (Verbraucherpreisindex, VPI_t) sowie eine allgemeine (X_{gen}) und eine individuelle Produktivitätsvorgabe (X_{indiv}) korrigiert wird. Im Rahmen der Qualitätsregulierung sieht die BNetzA in ihrem Berichtsentwurf vor, für die Qualität der Versorgung Zu- bzw. Abschläge zu

⁶ Die aktuell laufenden Entgeltgenehmigungsverfahren beim Strom zeigen ein anderes Bild. Es zeichnet sich ab, dass einige Positionen strittig sind und u.U. erst auf dem Rechtsweg geklärt werden.

⁷ Eine detaillierte Erläuterung der zugrunde zu legenden Kosten als Ausgangsbasis für die Regulierungsformel findet sich in Abschnitt 4.1.

erteilen (Q_t) (BNetzA, Kap. 6.14). Der maximal zulässige Erlös wird zudem um Kostenanteile (Z_t), die nicht im Einflussbereich der Unternehmen stehen (z.B. Steuern, Abgaben, vorgelagerte Netze), angepasst. Kommt es im Verlauf einer Regulierungsperiode zu nachhaltigen Mengenänderungen, können diese in einer Revenue-Cap-Regulierung über eine so genannte Hybridisierung («hybrides Element») ebenfalls berücksichtigt werden (HE_t). Da Mengeneffekte insbesondere in der Gaswirtschaft eine besondere Rolle spielen und aus unterschiedlichen Gründen hervorgerufen werden können, wird in Abschnitt 3.3 gesondert darauf eingegangen.

Die während einer Regulierungsperiode maximal zu erzielenden Erlöse ergeben sich gemäß folgender Formel:

$$P_{i,t} * M_{i,t} \leq EO_t - E_{sonst,t} \pm \Delta RK_t$$

Die Erlöse $P_{it} * M_{it}$ (Preise*Mengen) dürfen den Cap EO_t abzüglich der kostenmindernden Erlöse $E_{sonst,t}$ und dem Saldo des Regulierungskontos nicht überschreiten.

3.2 Dauer der Regulierungsperiode und Planungssicherheit

Um die Anreizbedingung zu erfüllen und Unternehmen zu Effizienzsteigerungen zu bewegen, sind lange Regulierungsperioden anzustreben. Dies gilt im Besonderen für Branchen, die sich durch lange Investitionszyklen und hohe Investitionskosten auszeichnen. Investitionen werden getätigt, wenn verbindliche Rahmenbedingungen wie Rechtssicherheit und Planungssicherheit existieren sowie die Aussicht auf eine angemessene Rendite gegeben ist. Im § 21a Abs. 3 EnWG sind Regulierungsperioden von 2 bis maximal 5 Jahren vorgesehen. Die maximale Dauer wird aber von der BNetzA in ihrem Entwurf nicht ausgeschöpft. Für die 1. Regulierungsperiode ist eine Dauer von 3 Jahren vorgesehen, die 2. Regulierungsperiode soll 3 bis 5 Jahre dauern (BNetzA, Kap. 5.5). Insbesondere die Dauer der 1. Regulierungsperiode von nur 3 Jahren ist vor dem Hintergrund der Beeinflussbarkeit der Kostenanteile von Netzbetreibern der Gas- und Stromwirtschaft als zu kurz anzusehen. Dadurch besteht die Gefahr, dass die gesetzlich geforderte Erreichbarkeit gefährdet wird.

Es sind Regulierungsperioden à 5 Jahren umzusetzen. So können Anreize effektiver wirken und für jede neue Periode liegt jeweils genügend Information zur Beurteilung der Entwicklungen während der Vorperiode vor.

3.3 Berücksichtigung von Mengeneffekten

Je nachdem ob ein Price- oder ein Revenue-Cap gewählt wird, bestehen unterschiedliche Anreize für eine Ausweitung der Menge. Ein Price-Cap liefert Anreize zu Mengenerhöhungen, weil sich dadurch Erlöse und Gewinne steigern lassen. Ein Revenue-Cap in der reinen Form setzt demgegenüber keinen Anreiz zu Mengenerhöhungen, weil dadurch infolge höherer Mengen – bei unveränderten Erlösen – die Preise (stärker) gesenkt werden müssen und infolge höherer Kosten die Gewinne sinken (vgl. Abbildung 2).

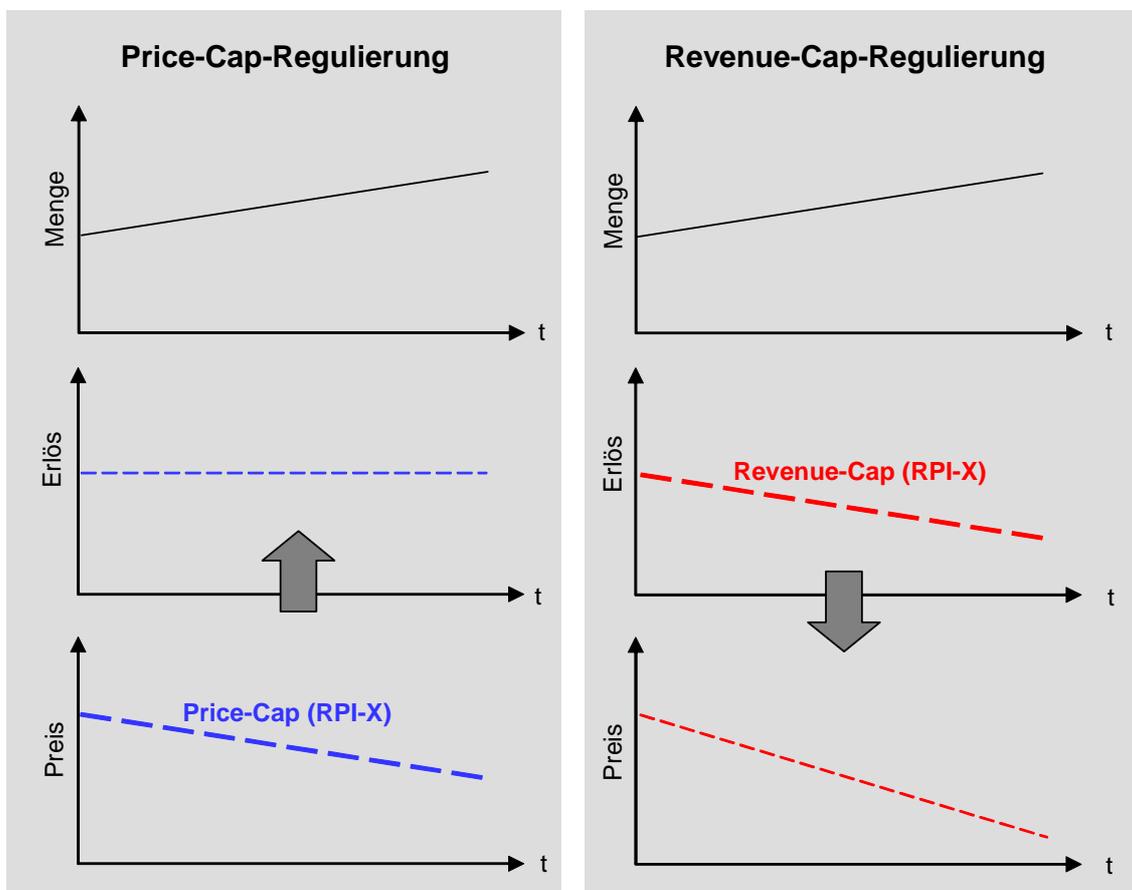


Abbildung 2 Wirkung von Mengenänderungen bei einer Price- bzw. Revenue-Cap-Regulierung

Eine gleiche Effizienzvorgabe reduziert bei Mengensteigerungen die Preise bei einem Revenue-Cap- stärker als bei einem Price-Cap-Verfahren.

Mengenänderungen spielen insbesondere im Bereich der Gasversorgung eine große Rolle und lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen:

- Temperaturbedingte Schwankungen der abgesetzten Menge,
- Rückgang der Nachfrage auf dem Wärmemarkt aufgrund einer gesteigerten Energieeffizienz durch bessere Gebäudedämmung und technische Gerätereuerungen,
- Mengenänderungen durch einen Netzausbau im bestehenden Netz (neue Hausanschlüsse),
- Mengenänderungen durch die Neuerschließung von Gebieten und den Anschluss von Neukunden,
- Wettbewerbsbedingte Verluste von Mengen an andere Netzbetreiber (Leitungswettbewerb) oder andere Energieträger (Substitutionskonkurrenz).
- Konjunkturbedingte Mengenänderungen, Mengenrückgang durch Industrieverlagerungen

(Temperaturbedingte) Schwankungen der abgesetzten Menge sind bei Gas im Gegensatz zu Strom besonders stark ausgeprägt. Sie treten unter Umständen auch regional unterschiedlich auf und führen zu temporär höheren bzw. niedrigeren Erlösen. Um daraus resultierende Preisschwankungen zu verhindern, können temperaturbedingte Schwankungen über ein so genanntes «Regulatory Account» abgefangen werden. Damit sich diese Schwankungen über den Zeitverlauf ausgleichen können, müssen die Regulierungsperioden lang genug sein. Der Rückgang der Nachfrage auf dem Wärmemarkt, der auf eine gesteigerte Energieeffizienz zurückzuführen ist,⁸ führt zu Absatzschwankungen, die keine entsprechenden Kosteneinsparungen nach sich ziehen. Es bedarf daher keiner direkten Anpassung des Revenue-Caps.

Da temperaturbedingte Mengeneffekte im Bereich der Gasversorgung eine wichtige Rolle spielen, wird die Einführung eines «Regulatory Accounts», um Schwankungen in Einzeljahren auszugleichen, grundsätzlich positiv bewertet.

Eine größere Bedeutung muss angesichts der nicht flächendeckenden Versorgung mit Gas den Mengenänderungen, die durch einen Ausbau der Netze hervorgerufen werden, beigemessen werden. Die Gasnetze in Deutschland sind historisch gewachsen und je nach Region unterschiedlich weit ausgebaut. Mit einem Ausbau der Netze kann das Absatzpotential gesteigert werden. Es sind jedoch auch hohe Investitionen nötig, die im Rahmen einer Anreizregulierung angemessen berücksichtigt werden müssen. Um die entsprechenden An-

⁸ Die Förderung erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) sowie die Energieeinsparverordnung (EnEV) führen dazu, dass Verbraucher sich zunehmend für den Einsatz von energieeffizienten Heizsystemen interessieren und die Gasnetzbetreiber in diesem kompetitiven Umfeld ebenfalls energieeffiziente Angebote bereitstellen, die jedoch die Absatzmenge pro Kunde verringern können.

reizwirkungen für einen Netzausbau zu erzielen, müssen sich Mengenänderungen aufgrund von Neuanschlüssen zu 100% in der Preis- bzw. der Erlösobergrenze niederschlagen. Wird die Erlösobergrenze nicht entsprechend angepasst, stellt dies ein Investitionshemmnis dar und es besteht die Gefahr, dass sowohl Neu- als auch Ersatzinvestitionen unterlassen werden (vgl. dazu auch Abschnitt 3.4).

Im Zusammenhang mit der Hybridisierung des Revenue-Caps sind für den Gasbereich folgende Größen relevant: gebuchte Kapazität bzw. Vorhalteleistung, Jahreshöchstleistung, transportierte Menge, Netzlänge und Zahl der Anschlüsse. Zur Hybridisierung der Revenue-Cap-Formel werden für die Gaswirtschaft im Entwurf der BNetzA lediglich erste konzeptionelle Überlegungen angestellt (BNetzA, Kap. 15). Das Thema ist für die Gasnetzbetreiber jedoch von zentraler Bedeutung, da bei ungenügender Berücksichtigung von Mengeneffekten die Regulierung zur Folge hat, dass der Aus- und Neubau von Gasnetzen nicht mehr rentabel ist.

Mengenänderungen aufgrund von Neuerschließungen und einem Ausbau der Netze spielen bei der Gasversorgung in Deutschland eine Rolle. Dies kann mit einer starken Hybridisierung des Revenue-Caps erreicht werden, die insbesondere auch potentielle Größen der Bereitstellung (Vorhalteleistung) berücksichtigt.

3.4 Cap-Regulierung und Investitionsanreize

3.4.1 Generelle Investitionsanreize

In der wissenschaftlichen Literatur zur Anreizregulierung wird diskutiert, dass von einer Anreizregulierung ungenügende Qualitäts- und Investitionsanreize ausgehen können. Um zu verhindern, dass im Rahmen der Cap-Regulierung ungenügende Investitionen getätigt werden, die langfristig einen unerwünschten Rückgang der Versorgungsqualität zur Folge haben, sind verschiedene Maßnahmen zu kombinieren:

- stabile regulatorische Rahmenbedingungen, die rückwirkende Abschöpfungen (und auch initiale Absenkungen) ausschließen,
- eine marktübliche Rendite auf das eingesetzte Kapital,
- erreichbare und übertreffbare Vorgaben,
- ein transparentes und robustes Benchmarking-Verfahren,
- sachgerechte Qualitätsregulierung mit Bonus-Malus-Regelung,

- eine Hybridisierung der Cap-Formel, welche Erweiterungsinvestitionen (Neuanlüsse und Netzausbau) nicht hemmt.

3.4.2 Investitionsanreize bei Erneuerungsinvestitionen

Doch selbst in einem derartigen System kann ein Investitionshemmnis bezüglich der Ersatzinvestitionen bestehen, wenn die Höhe des Caps durch die Lage des betroffenen Unternehmens im Investitionszyklus beeinflusst wird. Konkret bilden die niedrigen Kosten eines Unternehmens, das sich am Ende des Investitionszyklus befindet, die Basis für die Netzentgelte für die folgende Regulierungsperiode. Wenn während dieser Periode ein höherer Investitionsbedarf zur Erneuerung der Netze besteht, wird die Unternehmung während der gesamten Regulierungsperiode Verluste schreiben, da sie infolge der Neuinvestitionen höhere Kosten hat, ohne dass die Erlösvorgabe deshalb angepasst würde. Diese Verluste stellen jedoch ein massives Hemmnis für Investitionen dar, das auch durch die Anpassung der anrechenbaren Kostenbasis zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode nicht kompensiert werden kann. Um diese Investitionshemmnisse zu beseitigen, sind verschiedene Maßnahmen z.B. die Freigabe von Investitionsbudgets denkbar.

4 AUSGANGSBASIS FÜR EFFIZIENZVORGABEN

4.1 Bestimmung der Ausgangsbasis

Vor Beginn jeder Regulierungsperiode ist die zulässige Obergrenze für das Ausgangsjahr neu festzulegen. Dabei wird in der Regel auf die Kosten der abgelaufenen Regulierungsperiode abgestützt (Kosten-Erlös-Abgleich). Auch der deutsche Gesetzgeber ging offensichtlich von diesem Konzept aus:

BT-Drs 15/5268.: «[Die Anreizregulierung] unterscheidet sich von einer rein kostenorientierten Regulierung dadurch, dass eine Entgeltbildung auf Kostenbasis für eine Regulierungsperiode nur einmal am Anfang einer Periode vorgenommen wird, die spätestens nach einer Anlaufphase in der Regel vier bis fünf Jahre umfassen dürfte.»⁹

Es gibt auch Regulierungsansätze, die eine vollständige dauerhafte Entkopplung der Erlösentwicklung von der Entwicklung der Kosten vorsehen (z. B. der so genannte «Yardstick-Competition»). Eine dauerhafte, permanente Entkopplung bringt jedoch ein deutlich höheres Risiko mit sich, dass Vorgaben nicht erreichbar oder übertreffbar sind. Falls die Effizienzsteigerungsmöglichkeiten eines Unternehmens einmal überschätzt werden, folgt nach Ablauf der Regulierungsperiode keine Korrektur, welche die Unternehmung wieder an ihre wahre Situation heranführt. Dieser Aspekt wurde auch vom Gesetzgeber genannt:

BT-Drs. 15/5268: «Um beurteilen zu können, ob die Effizienzvorgaben sachgerecht waren, ist am Ende einer Regulierungsperiode und zu Beginn der nächsten als Vergleichsgrundlage eine erneute Entgeltermittlung auf Kostenbasis sinnvoll.»¹⁰

«Yardstick-Competition» steht im Widerspruch zum vom Gesetzgeber geforderten Abgleich von Erlösen und Kosten zu Beginn jeder Regulierungsperiode.

Um übermäßigen Schwankungen in der Kostenentwicklung vorzubeugen und zur Bereinigung von Sondereffekten sollten zur Ermittlung der Ausgangsbasis nicht die Kosten eines einzelnen Jahres herangezogen werden, sondern ein Durchschnitt über mehrere Jahre.

⁹ Deutscher Bundestag (2005), BT-Drs. 15/5268, S.119-120.

¹⁰ Deutscher Bundestag (2005), BT-Drs. 15/5268, S. 120.

Damit wird auch das Problem gelöst, dass Unternehmen einen Anreiz haben können, ihre Kosten gegen Ende der Regulierungsperiode zu erhöhen (vgl. BNetzA (219)), das zur Begründung der Notwendigkeit einer Einführung des «Yardstick-Competition» genannt wird.

Die Durchschnittsbildung bringt den zusätzlichen Vorteil mit sich, dass unsystematische Kostenschwankungen zwischen den Jahren die Ausgangsbasis nicht beeinflussen.

Als Ausgangsbasis für die Erlöse des ersten Jahres jeder Regulierungsperiode soll ein Mehrjahresdurchschnitt der Kosten der vorhergehenden Regulierungsperiode dienen.

Beim Wechsel von einer kostenorientierten Regulierung zu einer Anreizregulierung erhöht sich das unternehmerische Risiko. Da bei einer kostenorientierten Regulierung generell alle Kosten definitionsgemäß gedeckt werden können und ein feste Rendite zugesichert ist, zeichnen sich kostenorientiert regulierte Unternehmen durch ein geringeres Risiko aus. Durch die Einführung einer Anreizregulierung steigt das Risiko, da die Kostendeckung nicht mehr im gleichen Ausmaß gewährleistet ist. Zudem sind die Unternehmen mit höherer Planungsunsicherheit konfrontiert. Dieses gilt ganz besonders, wenn Gewinne rückwirkend abgeschöpft werden sollen. Diese regulierungsbedingten Risiken führen dazu, dass Unternehmen, die einer Anreizregulierung unterliegen, am Kapitalmarkt mit höheren Risikozuschlägen bedacht werden, wodurch die Finanzierungskosten steigen. Dies ist bei der Festlegung der kalkulatorischen Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital zu berücksichtigen und durch eine risikoangepasste Festsetzung der zugestandenen Rendite Rechnung zu tragen. Für die Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (vgl. BNetzA 464) können somit nicht die Grundlagen der kostenorientierten Regulierung übernommen werden. So wurde beispielsweise in der Stromnetzregulierung in Norwegen bei der Einführung der Anreizregulierung ein Aufschlag von einem Prozentpunkt auf die Gesamtkapitalrendite gewährt. Bei einer Eigenkapitalquote von 40% entspricht dies einem Anstieg des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes um 2,5 Prozentpunkte. Es muss außerdem sichergestellt werden, dass durchschnittlich effizienten Unternehmen eine durchschnittliche Rendite zugestanden wird. Ebenso müssen überdurchschnittlich effiziente Unternehmen eine überdurchschnittliche Rendite realisieren können.

Durch eine Anreizregulierung werden die Netzbetreiber einem höheren Risiko ausgesetzt. Dem ist bei der Festsetzung des kalkulatorischen Zinssatzes Rechnung zu tragen.

Die von den Unternehmen ermittelten Kosten sind durch die Regulierungsbehörde auf die Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben zu prüfen. Auf eine Effizienzprüfung – wie von der BNetzA (BNetzA (465)) vorgeschlagen – muss im Rahmen der Festlegung der Ausgangsbasis verzichtet werden. Denn die Effizienzprüfung darf bei der Ermittlung der

Effizienzvorgabe nur einmal erfolgen. Dies geschieht im Rahmen der Effizienzanalyse (vgl. Abschnitt 6).

Die Kosten zur Festlegung der Ausgangsbasis sind lediglich bezüglich der Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben zu prüfen. Auf eine Effizienzprüfung muss verzichtet werden, da Effizienzvorgaben andernfalls doppelt verrechnet würden.

4.2 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile

Neben der Höhe der Ausgangsbasis der Kosten ist auch die Unterscheidung der Kosten in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten relevant. Die Unterscheidung ist für zwei Elemente des Regulierungskonzepts von Bedeutung:

- **Vergleichbarkeit:** Damit durch Benchmarking-Rechnungen ein aussagekräftiger Effizienzvergleich erreicht werden kann, dürfen nur Kosten miteinander verglichen werden, die von den Unternehmen beeinflusst werden können.
- **Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit:** Effizienzvorgaben dürfen nur Kosten betreffen, die von den Unternehmen beeinflusst werden können. Damit Effizienzvorgaben erreichbar und übertreffbar sind, muss dabei der Zeitraum berücksichtigt werden, in welchem Kosten beeinflussbar sind.

Wenn für den Effizienzvergleich ein Vergleichskonzept gewählt wird, das auch die Kapitalkosten umfasst, betrachtet man die **langfristigen Kosten**. Hal R. Varian schreibt dazu in seinem Standardwerk:

*«Long run and short run are of course relative concepts. Which factors are considered variable and which are considered fixed depends on the particular problem being analyzed. You must first consider **over what time period** you wish to analyze the firm's behavior and then ask what factors can the firm adjust during that time period.»¹¹*

Die angesprochene zeitliche Dimension gilt es insbesondere bei der Herleitung von erreichbaren und übertreffbaren Effizienzvorgaben zu berücksichtigen. Wenn die langfristigen Kosten analysiert werden, geht man implizit davon aus, dass alle Kosten (auch Kapitalkosten) variabel (also beeinflussbar) sind. Konsequenterweise müssen bei der Frage, in welcher Frist die Kosten beeinflussbar sind, auch die Investitionszyklen der Kapitalanlagen als relevante Frist berücksichtigt werden. Bei einer typischen Anlagennutzungs-

¹¹ Varian (1992), S. 66 [Hervorhebung durch Plaut Economics].

dauer von rund 40 Jahren in der Gaswirtschaft können somit Vorgaben nur erreicht und übertroffen werden, wenn berücksichtigt wird, dass die Kapitalkosten bestehender Anlagen durch die Unternehmen nicht beeinflussbar sind. Beeinflussbar werden die Anlagen erst bei ihrer Erneuerung.

Der Begriff «Beeinflussbarkeit» besitzt eine zeitliche Dimension. Damit Effizienzvorgaben, erreichbar und übertreffbar sind, muss der Zeithorizont, der bei der Ermittlung des Effizienzsteigerungspotenzials verwendet wird, konsistent auch bei der Festlegung der Effizienzvorgaben mitberücksichtigt werden.

5 ALLGEMEINE PRODUKTIVITÄTSENTWICKLUNG

5.1 Funktion der generellen Produktivitätsvorgabe in der Anreizregulierung

Mit der generellen Produktivitätsvorgabe (genereller X-Faktor, X_{gen}) wird angestrebt, die während einer Regulierungsperiode zu erwartenden generellen Produktivitätssteigerungen bereits während der Periode – und nicht erst nach Ende der Periode – vollständig den Endverbrauchern zugute kommen zu lassen. Bei der zugrunde liegenden Produktivitätssteigerung muss es sich um die Verschiebung der Effizienzgrenze («Frontier Shift») handeln, da ein mögliches individuelles Aufholpotential («Catch-up») bereits durch den individuellen X-Faktor abgedeckt wird.

Damit entsprechende Vorgaben erreichbar und übertreffbar sind, ist darauf zu achten, dass alle Netzbetreiber – insbesondere auch die effizientesten, die kein Absenkungspotential mehr besitzen – die Vorgabe erreichen können.

Der generelle X-Faktor selbst setzt jedoch, entgegen der Aussage im Entwurf der BNetzA (BNetzA (492-493)), keine Anreize zu einer Steigerung der Effizienz. Falls realisierte Effizienzsteigerungen erst zu Beginn der folgenden Regulierungsperiode an die Endverbraucher weitergegeben würden, wären die Effizienzanreize dadurch unbeeinflusst.

Der generelle X-Faktor soll abbilden, wie sich die Produktivität der Gasnetzbetreiber im Zeitablauf im Vergleich zur Gesamtwirtschaft verändert («Frontier Shift»). Es geht jedoch keine direkte Anreizwirkung zu einer Steigerung der Produktivität aus.

5.2 Messung der allgemeinen Produktivitätsentwicklung

Bei der Festlegung des generellen X-Faktors wird somit faktisch eine Prognose dafür erstellt, wie sich die Effizienzgrenze, während der folgenden Regulierungsperiode entwickeln wird. Häufig wird dazu auf die historische Entwicklung abgestellt und die Annahme unterstellt, dass diese auch in Zukunft unverändert möglich ist.

5.2.1 Produktivitätskonzept

Es lassen sich grundsätzlich zwei Konzepte unterscheiden, wie die Faktorproduktivität einer Wirtschaft oder Branche abgebildet werden kann. Es kann einerseits lediglich ein Teil

der Produktionsfaktoren, beispielsweise nur Arbeit oder nur Kapital, betrachtet werden. Es ist dann von einer partiellen Faktorproduktivität die Rede. Andererseits können für die Bestimmung der Produktivitätsentwicklung alle eingesetzten Produktionsfaktoren berücksichtigt werden. Dem letztgenannten Konzept der totalen Faktorproduktivität ist prinzipiell der Vorzug zu geben.

Die Produktivitätsentwicklung einer Branche relativ zur Gesamtwirtschaft, die gemäß Bernstein und Sappington (1999) relevant für die Festlegung des generellen X-Faktors ist, lässt sich anhand der folgenden Formel berechnen:

$$X_{gen} = (\Delta \text{Faktorproduktivität}^B - \Delta \text{Faktorproduktivität}^G) + (\Delta \text{Inputpreis}^G - \Delta \text{Inputpreis}^B)$$

Im ersten Klammersausdruck kommt das Produktivitätsdifferential zwischen einer Branche (B) und der Gesamtwirtschaft (G) zum Ausdruck: es gibt an, in welchem Ausmaß das Produktivitätswachstum in der Branche über der entsprechenden Entwicklung der Gesamtwirtschaft liegt. Bei der Berechnung der allgemeinen Produktivitätsentwicklung muss zudem die von der Gesamtwirtschaft abweichende Preisentwicklung der Inputs in der Branche berücksichtigt werden (zweiter Klammersausdruck), da sich die Inputpreise in der Branche möglicherweise mit einer anderen Rate verändern als das allgemeine Inputpreisniveau.

Die Ermittlung des generellen X-Faktors sollte auf Basis der Entwicklung der totalen Faktorproduktivität erfolgen. Dabei ist sowohl das Faktorproduktivitätsdifferential als auch die Differenz der Inputpreisentwicklung zwischen der betrachteten Branche und der Gesamtwirtschaft zu betrachten.

5.2.2 Messkonzepte

Für die Berechnung der Gesamtfaktorproduktivität stehen verschiedene Indizes zur Verfügung, die sich in ihrer theoretischen Fundierung und den jeweiligen Bezugsgrößen unterscheiden.¹² Der **Törnqvist-Index**, der von der BNetzA in der 1. Regulierungsperiode verwendet werden soll, wird aus aggregierten Branchendaten berechnet und bildet bei guter Datenverfügbarkeit die langfristige Entwicklung der Branche gut ab. Dies gilt jedoch nur, wenn für die Analyse eine Zeitperiode betrachtet wird, die vor dem Beginn der Liberalisierung liegt. Ansonsten besteht die Gefahr, dass dann in der ermittelten Produktivitätsentwicklung nicht der reine «Frontier Shift» sondern ein mittlerer «Catch-up-Effekt» der Ge-

¹² Es werden an dieser Stelle nur die Indizes beschrieben, die Eingang in den Berichtsentwurf der BNetzA gefunden haben. Zur Erläuterung und Diskussion weiterer Indizes sei auf das Gutachten von WIK (Hense und Stronzik, 2005) zur Produktivitätsentwicklung verwiesen.

samtbranche enthalten ist. Bei gleichzeitiger Anwendung eines individuellen X-Faktors in der Regulierungsformel, käme es dann zu einer Doppelzählung.

Der **Malmqvist-Index** basiert in der praktischen Anwendung in der Regel auf der mit der nicht-parametrischen Data Envelopment Analysis (vgl. dazu Abschnitt 6.1.2) ermittelten Effizienzgrenze und erlaubt eine Trennung in einen Aufholeffekt («Catch-up»), der die Veränderung der relativen Effizienz abbildet und in eine Verschiebung der Effizienzgrenze («Frontier-Shift»). Zur Ermittlung der Effizienz würden unternehmensindividuelle Daten benötigt, die zu Beginn der 1. Regulierungsperiode für Deutschland jedoch nicht vorliegen. Zwar ist der Einsatz eines Malmqvist-Indexes theoretisch richtig, aufgrund der Sensibilität der Ergebnisse auf Datenausreißer führt er jedoch insbesondere bei kurzen Zeitreihen zu starken Verzerrungen. Von dem geplanten Vorhaben der BNetzA den Malmqvist-Index bereits in der 2. Regulierungsperiode zu verwenden (BNetzA, Kap. 9.1.3), sollte wegen mangelnder Robustheit der Ergebnisse infolge der kurzen dann zur Verfügung stehenden Zeitreihe Abstand genommen werden.

Das Heranziehen eines generellen X-Faktors auf der Grundlage eines Törnqvist-Indexes für lange Zeitreihen aus der Vorliberalisierungsperiode muss auf Basis von robusten Daten (Daten für den Netzbetrieb, adäquate Inputpreisentwicklung in der Gaswirtschaft) erfolgen. Auf die Anwendung eines Malmqvist-Indexes bereits ab der 2. Regulierungsperiode ist aufgrund der Ausreißerproblematik bei kurzen Zeitreihen zu verzichten.

5.2.3 Datengrundlagen

Um eine robuste Prognose der zukünftigen Produktivitätsentwicklung einer Branche zu ermitteln, müssen die dazu verwendeten Daten verschiedenen Anforderungen genügen:

- Die Daten müssen sich auf die zu betrachtende Branche beziehen. Dazu müssen Daten zur Entwicklung der Gasnetzbetreiber in Deutschland betrachtet werden. Das Abstützen auf internationale Daten oder auf Daten anderer Branchen oder auf breit abgegrenzte Branchenaggregate bringt aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen im Ausland das Risiko mit sich, dass die zukünftige Produktivitätsentwicklung falsch eingeschätzt wird.
- Im Sinne der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungen sind offizielle, öffentlich verfügbare Daten zu verwenden.
- Zudem sind für die Branche und für die Gesamtwirtschaft Daten zu verwenden, die gemäß einer einheitlichen Systematik konsistent erhoben wurden.
- Die Daten, die verwendet werden, haben alle relevanten Inputs und Outputs möglichst umfassend abzubilden.

- Um eine möglichst hohe Robustheit zu erreichen, muss die Analyse auf lange Zeitreihen abgestützt werden. Außerdem muss verhindert werden, dass Extremereignisse oder die individuelle Gewichtung einzelner Jahre die Ergebnisse beeinflussen.
- Um eine korrekte Prognose der zukünftigen Entwicklung zu erhalten, sind historische Ereignisse oder Trends, die in Zukunft nicht zu erwarten sind, entsprechend zu bereinigen.

5.3 Diskussion der bisher präsentierten Berechnungen

Die von der BNetzA im 2. Referenzbericht vorgestellten Berechnungen, die einen generellen X-Faktor von 2,54%¹³ ergeben haben werden in diesem Abschnitt kurz diskutiert.

Konzept

Bezüglich der grundsätzlichen konzeptionellen Themen, bewegen sich die Berechnungen auf wissenschaftlich gut abgestützter Grundlage:

- Für die Berechnungen wird die totale Faktorproduktivität zugrunde gelegt.
- Die gemäß wissenschaftlicher Literatur relevanten Elemente (Faktorproduktivitätsdifferential und Differenz der Inputpreisentwicklung) werden betrachtet.
- Es wird der Törnqvist-Index für eine Zeitperiode vor Beginn der Liberalisierung zur Berechnung herangezogen.

Datengrundlagen

Die verwendeten Daten sind jedoch vielfach für den beabsichtigten Zweck ungeeignet.

Als Branche wird die gesamte Energiewirtschaft verwendet. Damit finden sich neben den Gasnetzen auch Teilbranchen wie Stromerzeugung oder Energiehandel im betrachteten Aggregat, die relativ volatil und für die Produktivitätsentwicklung der Gasnetze nicht aussagekräftig sind. Ein Abstützen auf internationale Studien ist aufgrund vielfältiger methodischer Probleme bei internationalen Vergleichen ebenfalls nicht geeignet. So kann einerseits die Vergleichbarkeit der Länder hinsichtlich ihrer Struktur (historische und gesetzliche Rahmenbedingungen, Ausbauphase der Netze, Unterschiede in der Rechnungslegung

¹³ Für das Produktivitätsdifferential werden 2,23% berechnet, das Inputpreisdifferential beläuft sich nach den Berechnungen der BNetzA auf 0,31%. Insgesamt ergeben sich so für den generellen X-Faktor: $2,23+0,31=2,54\%$ (vgl. BNetzA (2006b), 2. Referenzbericht).

etc.) stark eingeschränkt sein. Andererseits bestehen Schwierigkeiten bei der zugrunde liegenden Datenbasis. Sowohl die Verwendung von Wechselkursen, Kaufkraftparitäten, unterschiedliche Lohnniveaus als auch Unterschiede in den Sozialgesetzen erschweren die Verwendung internationaler Referenzen (vgl. Wild und Suter (2005)).

Es lassen sich weitere methodische Probleme anbringen, die jeweils mit Auswirkungen auf die Berechnung den generellen X-Faktors verbunden sind:

- Die verwendeten Daten sind weitgehend öffentlich verfügbar und stammen – mit Ausnahme der Wibera-Indizes für die Inputpreisentwicklung (s.u.) – direkt aus öffentlichen Quellen. Allerdings verwendet die BNetzA zur Ermittlung des Produktionswertes der Energieversorgung nicht wie ausgewiesen – und aufgrund gewisser Bereinigungen methodisch sachgerechter – das Beiheft zur Fachserie 18 des Bundesamts für Statistik sondern die Fachserie 4. Die Reihen weichen stark voneinander ab, so dass sich Unterschiede bei der Berechnung ergeben.
- Die Analyse stützt sich auf eine lange Zeitreihe ab. Außerdem wird das Jahr der Wiedervereinigung für die Analyse nicht betrachtet. Dies ist zu begrüßen. Allerdings wird eine Gewichtung der einzelnen Jahre vorgenommen, die nicht-robuste Ergebnisse zur Folge hat. Konkret werden die Jahre nach 1992 im Vergleich zu den Jahren vor 1992 um den Faktor vier stärker gewichtet. Da sich in der stark gewichteten Periode zudem das Jahr 1996 enthält, das einen absolut unplausiblen einmaligen Produktivitätsfortschritt von 12% postuliert¹⁴, ergibt sich bei Nichtberücksichtigung des Ausreißerjahres ein deutlich niedriger Wert für den generellen X-Faktor.
- Bezüglich der Outputs und Inputs wird einerseits auf den Bruttoproduktionswert und andererseits auf Kapital und Arbeit abgestützt. Diese Kombination ist inkonsistent, weil die Vorleistungen vernachlässigt werden. Entweder müssten als Output die Bruttowertschöpfung gewählt werden, oder die Inputs um Vorleistungen ergänzt werden. Infolge der zunehmenden Arbeitsteilung in der Wirtschaft (z.B. Outsourcing) ergibt sich durch die Vernachlässigung der Vorleistungen eine systematische Überschätzung des generellen X-Faktors. Wird die Berechnung mit der Bruttowertschöpfung als Output durchgeführt, reduziert sich der ermittelte generelle X-Faktor deutlich.
- Die Verwendung der Wibera-Indizes für die Inputpreisentwicklung bringt das Problem mit sich, dass bezüglich der Inputpreise auf Preise zurückgegriffen wird, die

¹⁴ Der unplausibel hohe Produktivitätsfortschritt lässt sich auf verschiedene Gründe zurückführen, die an sich die Produktivität nicht beeinflussen. So sind einerseits temperaturbedingte Schwankungen in der Nachfrage zu nennen. Der Winter 1995/1996 war besonders kalt. Andererseits lässt sich der Einmaleffekt der Abschaffung des Kohlepfennigs per 1. Januar 1996 anführen.

nicht gemäß einer einheitlichen Systematik erhoben worden sind. Während für die Gesamtwirtschaft breit abgestützte Preisindizes verwendet werden, kommt für die Branchendaten nur eine kleine Auswahl von sieben spezifischen Anlagenindizes wie beispielsweise Transformatoren, Holzmasse oder isolierte Drähte und Leitungen zur Anwendung, welche für die Gasnetzbetreiber mehrheitlich nicht repräsentativ und aus fachlicher Sicht nicht nachvollziehbar sind (vgl. dazu PricewaterhouseCoopers, 2006). Zieht man, wie im PricewaterhouseCoopers-Gutachten dargelegt, eine Auswahl alternativer gasspezifischer Indexreihen heran, so ergeben sich signifikante Abweichungen im Vergleich zum Ergebnis im 2. Referenzbericht der BNetzA (BNetzA, 2006b).

Diese Ausführungen zeigen, dass die Berechnungen, die zu einem generellen X-Faktor von 2,54% führen, nicht robust sind und die tatsächliche Produktivitätsentwicklung der Strom- und Gaswirtschaftsnetze deutlich überschätzen. Die oben genannten Punkte stellen eine Partialbetrachtung dar. Durch eine systematische Bereinigung der genannten Kritikpunkte würde der generelle X-Faktor sich deutlich reduzieren. PricewaterhouseCoopers ermitteln in ihrem Gutachten bei Durchführung von sieben BereinigungsSchritten einen Wert von -0,29% für X_{gen} (PricewaterhouseCoopers, 2006).

Aus der vorhandenen Datenbasis kann somit nicht auf eine robuste Weise abgeleitet werden, dass sich die Produktivitätsentwicklung der Gasnetzbetreiber signifikant von der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung unterscheidet. Im Berichtsentwurf der Bundesnetzagentur zur Ausgestaltung der Anreizregulierung wurde bereits auf die Probleme bei der Ermittlung des generellen X-Faktors hingewiesen (BNetzA (251-254)) und aus Gründen der Rechtssicherheit für die 1. Regulierungsperiode die Festlegung eines Faktors zwischen 1,5 und 2,0% durch den Verordnungsgeber vorgeschlagen, wobei der Vorschlag nicht durch eine konkrete Berechnung ermittelt, sondern vielmehr im Wesentlichen durch einen Verweis auf international üblichen Bandbreiten begründet wurde. Ein internationaler Vergleich ist jedoch insbesondere für die Gaswirtschaft nicht ohne weiteres möglich, da sich u.a. der Ausbau der Gasnetze und das Marktpotential der Akteure stark voneinander unterscheiden können. Die Verwendung von Produktivitätskennzahlen anderer Länder und Branchen liefern daher keine belastbaren Informationen.

Aktuell gibt es keine Hinweise oder robuste Berechnungen, die zeigen, dass die Produktivitätsentwicklung der Gasnetze größer ist als die Produktivitätsentwicklung der Gesamtwirtschaft. Der generelle X-Faktor sollte sich daher an der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung orientieren, so dass sich daraus ein genereller X-Faktor von höchstens 0 % ableiten lässt. Ein Abstellen auf internationale Erfahrungen ist vor dem Hintergrund der unterschiedlichen nationalen Ausgangssituationen der Gasnetze kritisch zu betrachten.

6 INDIVIDUELLE PRODUKTIVITÄTSVORGABE: BENCHMARKING

6.1 Überblick der Benchmarking-Methoden

Bestehen zwischen den betrachteten Unternehmen Effizienzunterschiede, so lassen sich diese in einer individuellen Produktivitätsvorgabe in der Anreizregulierungsformel berücksichtigen. Die Ermittlung von individuellen X-Faktoren (X_{indiv}) kann auf verschiedene Benchmarking-Methoden abgestützt werden. Diese unterscheiden sich einerseits in ihrer theoretischen Fundierung voneinander und sind andererseits auch je nach Datenverfügbarkeit mehr oder weniger gut geeignet, die tatsächliche Situation der Unternehmen adäquat abzubilden. Die Effizienzanalyse oder das Benchmarking selbst erzeugt dabei keine Effizienz. Vielmehr kann die relative Effizienz der Unternehmen ermittelt werden. Es lässt sich aufzeigen, welche Unternehmen größere Effizienzsteigerungspotentiale aufweisen. Je ineffizienter ein Unternehmen in der Ausgangssituation ist, desto eher kann dieses seine Effizienz steigern. Die Überführung von Benchmarking-Ergebnissen in Effizienzvorgaben wird in Abschnitt 7 behandelt.

Die folgende Abbildung 3 systematisiert die verschiedenen Methoden in einer Übersicht bevor in den folgenden Abschnitten auf die einzelnen Typen eingegangen wird.

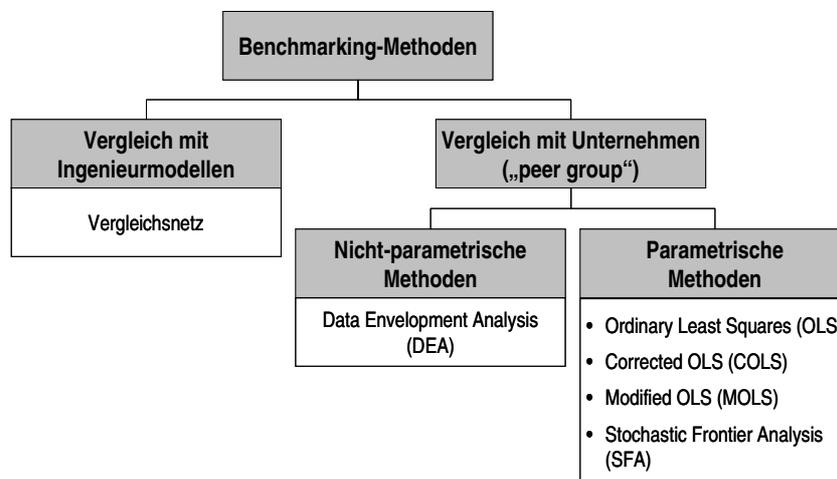


Abbildung 3 Überblick über verschiedene Benchmarking-Methoden

6.1.1 Vergleichsnetze

Das Verfahren der Vergleichsnetzanalyse (Referenznetze) basiert auf Ingenieurmodellen und wird in mehreren Schritten durchgeführt. Zunächst gilt es, die Versorgungsaufgabe einer Unternehmung anhand eines Ingenieurmodells abzubilden. Dazu wird das relevante

Mengengerüst der In- und Outputfaktoren bestimmt. Dieses Mengengerüst wird dann in einem zweiten Schritt mithilfe von Standardwerten bewertet. Die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung des Netzes werden in der Regel durch die Anwendung von Zuschlagsfaktoren berechnet. Im dritten Schritt werden die so berechneten «hypothetischen» Kosten eines Netzbetreibers, den tatsächlichen Kosten eines Unternehmens gegenübergestellt, so dass daraus theoretisch die absolute Effizienz jedes einzelnen Unternehmens abgeleitet werden könnte.

Beim Konzept der Vergleichsnetze bildet ein «hypothetisches» Unternehmen den Benchmark für jedes Unternehmen. Dieser Tatbestand beschränkt die Eignung von Vergleichsnetzen als Benchmarking-Methode und widerspricht dem Gedanken der «Wettbewerbsanalogie», da keine realen Unternehmen als Vergleichsmaßstab dienen. So wird zudem weder die historische Entwicklung oder Pfadabhängigkeit eines Unternehmens betrachtet noch erlaubt die Verwendung von standardisierten Kosten die korrekte und umfassende Berücksichtigung der Strukturen des Gasnetzbetriebes. Diese Vernachlässigung wichtiger Faktoren setzt unter Umständen für Unternehmen einen sehr strengen Benchmark, so dass das Kriterium der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit nicht erfüllt werden kann.

6.1.2 Nicht-parametrische Methoden

Die Data Envelopment Analysis (DEA) gehört zu den nicht-parametrischen Methoden, die auf einem linearen Programmierungsmodell beruhen und das jeweilige Input-Output-Verhältnis einer Unternehmung abbilden. Dabei werden durch die Methode die Inputs (Kosten) und Outputs so gewichtet, dass jede Unternehmung so vorteilhaft wie möglich abschneidet. Die Unternehmen, die im Vergleich zu den anderen das beste Input-Output-Verhältnis aufweisen, definieren die 100%-Effizienzgrenze. Es handelt sich folglich um eine Methode, die die relative Effizienz eines jeden Unternehmens abbildet. Falls in der DEA alle relevanten Strukturmerkmale als Output oder Input vollständig berücksichtigt sind, werden nur strukturell ähnliche Unternehmen miteinander verglichen. Abhängig davon, ob die Effizienzgrenze durch Unternehmen ähnlicher Größe oder unabhängig von der Unternehmensgröße festgelegt werden sollte, kann die Art der Skalenerträge definiert werden: Die DEA-CRS geht von konstanten Skalenerträgen (constant returns to scale) der Unternehmen aus, die DEA-VRS von variablen (variable returns to scale), so dass sich Skalenerträge und Kosteneffizienz unterscheiden lassen. Des Weiteren können für die Struktur der Skaleneffekte der Unternehmen NDRS (non-decreasing returns to scale) sowie NIRS (non-increasing returns to scale) angenommen werden. Die DEA-CRS setzt den strengsten Benchmark, da der Vergleich mit Unternehmen aller Größen erfolgt. Die Unternehmen mit einer optimalen Betriebsgröße setzen die Effizienzgrenze. Bei Anwendung einer DEA-CRS für die Bestimmung kann die Struktur der Branche beeinflusst werden, so dass ihr Einsatz

als Methode zur Ermittlung einer individuellen Produktivitätsvorgabe letztlich auch eine (struktur-)politische Frage ist.

Aufgrund der nicht-parametrischen Fundierung ist eine DEA auch bei einer kleinen Anzahl von Unternehmen einsetzbar. Liegen lediglich moderate Datenfehler vor, kann die mittlere Effizienz mit dieser Methode tendenziell richtig ermittelt werden. Allerdings ist die DEA bei Datenproblemen generell wenig robust. Dieses Problem ist bei der DEA-CRS besonders ausgeprägt, da sich Datenfehler «global» auswirken können. Ein Datenfehler eines kleinen Unternehmens kann beispielsweise den Benchmark für große Unternehmen verzerren.

6.1.3 Parametrische Methoden

Für den Zusammenhang zwischen den relevanten Inputs und Outputs wird bei den parametrischen Methoden ein funktionaler Zusammenhang unterstellt. Um die Besonderheiten einer Branche angemessen zu berücksichtigen, stehen verschiedene flexible funktionale Formen zur Verfügung. Eine Bereinigung um Strukturunterschiede und Umfeldfaktoren lässt sich mit parametrischen Methoden gut implementieren, so dass sich auch sehr heterogene Unternehmen vergleichen lassen. Dazu bedarf es allerdings einer ausreichend großen Stichprobe, um robuste Ergebnisse ableiten zu können. Anhand von Regressionsanalysen wird das Ausmaß und die Wirkungsweise der Zusammenhänge zwischen In- und Outputs geprüft und für jedes Unternehmen eine Zielgröße berechnet, die aufgrund der unternehmensindividuellen Situation erreicht werden kann. Wie auch bei den nicht-parametrischen Methoden ergibt sich so die relative Effizienz eines Unternehmens.

Die parametrischen Methoden lassen sich einerseits in Durchschnitts- und so genannte Frontier-Methoden einteilen, andererseits kann eine Unterscheidung zwischen deterministischen und stochastischen Methoden getroffen werden.

Je nach verwendeter Methode unterscheiden sich die Zielgrößen für die Effizienzgrenze. Während die OLS-Methode (ordinary least squares, Kleinstquadratmethode) den durchschnittlichen Zusammenhang zwischen Inputs und Outputs ermittelt, liefert das Ergebnis der COLS-Methode (corrected ordinary least squares) eine strengere Vorgabe, indem das effizienteste Unternehmen die Effizienzgrenze setzt. Die MOLS-Methode (modified ordinary least squares) hingegen ermittelt mehrere Unternehmen, die gemeinsam die Effizienzgrenze bilden, so dass ein weniger strenger Benchmark resultiert. Die Stochastic Frontier Analysis (SFA) berücksichtigt im Unterschied zu den deterministischen Frontier-Methoden COLS und MOLS, die Stochastik, indem sie in der Modellierung explizit zwischen Datenfehlern und Ineffizienz unterscheidet.

6.1.4 Vergleich der Methoden und Bewertung

Um eine Entscheidung über die Wahl der Methode oder der Methoden zur Ermittlung von individuellen Produktivitätsvorgaben treffen zu können, ist es erforderlich, ihre jeweiligen Vor- und Nachteile gegeneinander abzuwägen.

Der Vergleich und die Beurteilung sollen anhand einiger ausgewählter Kriterien erfolgen, die in

Tabelle 1 zusammengefasst sind:

- Anzahl der Vergleichsunternehmen (Stichprobengröße),
- Abbilden von strukturellen Unterschieden (Umfeldfaktoren),
- Robustheit gegenüber Datenfehlern,
- Kritische Annahmen.

Tabelle 1 Vergleich verschiedener Benchmarking-Methoden

	Vergleichsnetze	Data Envelopment Analysis (DEA)	Ordinary Least Squares (OLS)	Stochastic Frontier Analysis (SFA)
Anzahl Unternehmen	Unabhängig von der Anzahl der Unternehmen	Bei kleiner Stichprobe einsetzbar (allerdings geringe Trennschärfe)	Viele Unternehmen für aussagekräftigen Vergleich nötig	Viele Unternehmen für aussagekräftigen Vergleich nötig
Abbilden von strukturellen Unterschieden	Abhängig von Detaillierungsgrad des Modells («black box»)	Teilweise innerhalb der Methode möglich (als Input oder Output)	Innerhalb der Methode sehr gut möglich (Signifikanz prüfbar)	Innerhalb der Methode sehr gut möglich (Signifikanz prüfbar)
Robustheit gegenüber Datenfehlern	Direkte Wirkung auf das regulierte Unternehmen	Reagiert sehr empfindlich auf Datenfehler und Ausreißer	Selbst große Datenfehlern werden durch die Methode aufgefangen	Datenfehler werden durch die Methode aufgefangen
Kritische Annahmen	«Grüne Wiese»; Vereinfachungen; Verwendung von Standardkosten	Skaleneffekte; deterministisch: Datenfehler werden nicht erkannt	Funktionale Form; Verteilungsannahme über Ineffizienz	Funktionale Form; Verteilungsannahme über Ineffizienz

Die große Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland schränkt die Methodenwahl nicht ein. Insbesondere parametrische Methoden erfordern eine umfangreiche Stichprobe um robuste Ergebnisse zu erzielen und zwar umso mehr, je mehr strukturelle Unterschiede abgebildet werden sollen. Eine DEA hingegen ist bereits bei einer geringen Anzahl an Vergleichsunternehmen möglich. Es besteht dann jedoch die Gefahr, dass die Effizienz ten-

denziell überschätzt wird. In Deutschland wird im Gegenteil eher der Effekt auftreten, dass durch die Vielzahl von Unternehmen selbst bei moderaten Datenfehlern die Effizienz systematisch unterschätzt wird. Werden viele Vergleichsunternehmen betrachtet ist die Wahrscheinlichkeit größer, dass die Effizienzgrenze nicht nur im Einzelfall sondern systematisch durch Unternehmen mit Datenfehlern gebildet wird. Eine umfangreiche Stichprobe beinhaltet außerdem mit größerer Wahrscheinlichkeit auch extremere Ausreißer. Bei zu kleinen Datensätzen können einzelne Unternehmen eine Alleinstellungsposition innehaben, das heißt, es werden zu wenige strukturell ähnliche Unternehmen erfasst, so dass im Extremfall jedes Unternehmen seinen eigenen Benchmark setzt. Dieses Problem dürfte jedoch in Deutschland bei einer so großen Anzahl von Netzbetreibern höchstens im Ausnahmefall bestehen.

Das Abbilden von strukturellen Unterschieden ist in der DEA über Input- und Outputvariablen begrenzt möglich. Als Variablen können jedoch keine Verhältnisgrößen eingehen. Je nach verwendeter funktionaler Form, die den parametrischen Methoden zugrunde liegt, können flexible Zusammenhänge in der Regression abgebildet werden.

Datenfehler können unterschiedliche Ursachen haben und sind insbesondere zu Beginn einer Regulierung zu erwarten und bei der Durchführung eines Benchmarkings zu berücksichtigen. Fehlerhafte Daten liegen erstens dann vor, wenn bei der Erhebung der Daten missverständliche Definitionen vorliegen, die von den Netzbetreibern unterschiedlich verstanden oder interpretiert werden (systematische Fehler). Des Weiteren können Ausreißer, aber auch unsystematische Fehler eine Ursache für Datenfehler sein («Weißes Rauschen»). Wie gravierend sich Datenfehler auf die Benchmarking-Ergebnisse auswirken ist abhängig von der angewandten Methode.

Wird eine COLS verwendet, bewirken bereits kleinste unsystematische Datenfehler eine systematische Unterschätzung der wahren Effizienz einer Unternehmung. Das heißt beträgt die Effizienz eines Unternehmens 90% bedeutet eine Unterschätzung, dass die verwendete Methode einen Wert ermittelt, der kleiner als 90% ist und die Unternehmung somit benachteiligt wird. Die MOLS reagiert zwar weniger empfindlich auf Datenfehler, die Effizienz wird jedoch systematisch unterschätzt, wenn größere Datenfehler vorliegen. Größere Datenfehler bewirken auch bei der DEA eine systematische Unterschätzung der Effizienz, während sich kleine Datenfehler nicht negativ für die Unternehmen auswirken. OLS, als eine Durchschnittsmethode, führt auch bei größeren Datenfehlern im Durchschnitt nicht zu einer Unterschätzung der Effizienz. Die SFA kann mäßige Datenfehler aufgrund der Separierung der Ineffizienz von zufälligen Elementen verhältnismäßig gut bereinigen, bei größeren Datenfehlern werden jedoch effiziente Unternehmen systematisch benachteiligt und ineffiziente Unternehmen systematisch bevorzugt.

Ausreißer und systematische Datenfehler sind grundsätzlich durch geeignete Verfahren bereits vor der Durchführung von Benchmarking-Analysen zu identifizieren und zu beseitigen, da sie die Ergebnisse stark verzerren. Insbesondere bei Methoden, bei denen einzelne Unternehmen einen starken Einfluss auf den Benchmark haben – wie bei der DEA und der COLS-Methode der Fall ist – werden die Ergebnisse stark durch Ausreißer beeinflusst. Am besten kann die SFA mit Ausreißern umgehen, wobei insbesondere die Rangfolge der Unternehmen bezüglich Effizienz relativ gut erfasst wird, jedoch die effizientesten Unternehmen systematisch benachteiligt werden. Für systematische Datenfehler ergibt sich ein ähnliches Bild, wobei die SFA die Reihenfolge der Unternehmen weniger gut abbilden kann als beim Vorliegen von Ausreißern.

Hinsichtlich der zu treffenden Annahmen sind die Anforderungen an die parametrischen Methoden zwar größer – neben der Verteilung der Ineffizienz muss auch der funktionale Zusammenhang zwischen Inputs und Outputs angenommen werden – bieten jedoch auch eine größere Flexibilität bei der Abbildung von strukturellen Unterschieden. Bei einer DEA gilt es im Vorfeld zu entscheiden, ob konstante oder variable Skalenerträge unterstellt werden sollen.

Es gibt keine perfekte Benchmarking-Methode, welche in der Lage ist, die «wahre Effizienz» zu ermitteln. Alle Methoden weisen Stärken und Schwächen auf. Kritisch sind einerseits die fehlende Robustheit gegenüber Datenfehlern (DEA und COLS) sowie die Abhängigkeit von Annahmen bezüglich der funktionalen Form und Verteilung der Störterme bei den parametrischen Verfahren. Methoden, die auf Ingenieurmodellen basieren, sind schließlich hypothetische Konstrukte, welche die Realität und Geschichte der Netze ignorieren oder stark vereinfachen.

6.2 Parameter und Modelle

6.2.1 Internationale Erfahrungen der Gaswirtschaft mit Benchmarking im Rahmen der Anreizregulierung

Ein internationaler Vergleich wird durch die Tatsache erschwert, dass sich sowohl der Ausbaugrad der Gasnetze, die Versorgungsaufgabe als auch die Struktur der Gaswirtschaft international im Gegensatz zur Stromwirtschaft sehr stark unterscheiden. Es gibt auch nur wenige wissenschaftliche Untersuchungen zu einem Benchmarking von Gasnetzbetreibern. Ausnahmen bilden Studien für Australien/USA (Carrington et al., 2002), Neuseeland/Australien (Meyerik und Associates, 2004), Italien (Fabbri et al., 2000), die Schweiz (Farsi et al., 2004) oder Argentinien (Rossi, 2001).

Eine Anwendung von Benchmarking-Methoden bei der Regulierung der Gaswirtschaft wird zwar in den Niederlanden und Australien durchgeführt und ist in Dänemark für eine spätere Regulierungsperiode geplant. Diese Länder unterscheiden sich allerdings bezüglich der Anzahl Netzbetreiber, Stadium der Marktentwicklung, etc. deutlich von der deutschen Gaswirtschaft. Zudem wird allein in den Niederlanden das Benchmarking-Ergebnis in eine individuelle Produktivitätsvorgabe (X_{indiv}) überführt. In Australien und Dänemark haben die ermittelten Effizienzwerte einen rein indikativen Charakter und dienen als Verhandlungsgrundlage für Effizienzvorgaben. Ein individuelles Aushandeln von Effizienzvorgaben ist jedoch aufgrund der großen Anzahl von Gasnetzbetreibern in Deutschland keine praktische oder anzustrebende Vorgehensweise.

Tabelle 2 Internationale Anwendung von Benchmarking-Methoden im Rahmen der Anreizregulierung von Gasnetzbetreibern

Niederlande	Dänemark	Australien (USA)
Methode: DEA 12 Netzbetreiber	Methode: (geplant) Modellnetz 3 Netzbetreiber	Methode: DEA 7 Netzbetreiber (+ 51 US-Unternehmen)
Inputs: standardisierte Kosten (Betriebs-, Zinskosten, Abschreibungen)	Inputs: Betriebskosten	Inputs: Netzlänge, Betriebskosten
Kostentreiber: Gasmenge an Groß- bzw. Kleinkunden (temperaturbereinigt)		Kostentreiber: Gasmenge, Haushaltskunden
Umfeld: regionale Unterschiede (geplant für die 3. Regulierungsperiode)		Umfeld (Tobit-Regression): Klima, Alter des Netzes
→ Ergebnisse werden im Rahmen der Anreizregulierung in eine individuelle Effizienzvorgabe überführt	→ Ergebnisse haben informativen Charakter und dienen dem Aufzeigen von Ineffizienzen sowie entsprechenden Überprüfungen.	→ Ergebnisse werden nicht in eine Effizienzvorgabe überführt: Information über relative Effizienz für individuelle Verhandlungen.

Benchmarking von Gasnetzbetreibern im Rahmen einer Anreizregulierung ist international nicht verbreitet und wird in keinem mit Deutschland (bezüglich Anzahl der Netzbetreiber, Marktphase etc.) vergleichbaren Land durchgeführt.

6.2.2 Probleme eines Benchmarkings von Gasnetzbetreibern

Effizienzanalysemethoden beruhen auf einem Effizienzkonzept und beantworten die Frage, ob ein Unternehmen die gegebenen Outputs kostenminimal (oder bei gegebenen Kosten, die maximale Menge an Outputs) bereitstellen kann. Für Erdgasnetze ist zu ermitteln, ob ein Verteilnetzbetreiber seine jeweilige Versorgungsaufgabe zu minimalen Kosten erfüllt. Neben den allgemeinen Problemen eines Benchmarkings von Energienetzbetreibern, ergeben sich beim Benchmarking von Gasnetzen gravierende zusätzliche Probleme:

1. Für Gasnetzbetreiber lässt sich eine exogene Versorgungsaufgabe nicht eindeutig definieren, die als Output im Benchmarking verwendet werden kann. Dies hat verschiedene Ursachen:
 - Gas wird in Deutschland nicht flächendeckend angeboten und es besteht keine allgemeine Versorgungspflicht. Vielmehr ist es eine unternehmerische Entscheidung, ob bestimmte Gebiete mit Gas erschlossen werden.
 - Gas steht im Wettbewerb zu anderen Energieträgern; selbst wenn ein Gebiet erschlossen wird, kann in der Regel nur ein Teil der potentiellen Nachfrage auch gewonnen werden.
 - Teilweise sind in einem Gebiet mehrere Gasnetzbetreiber tätig, die sich ein Versorgungsgebiet teilen bzw. Transportleistungen im Wettbewerb zueinander anbieten.
 - Aktuelle Investitionsentscheidungen werden durch geplante Netzentwicklung beeinflusst (Vorinvestitionen).
2. Die Erdgasnetze in Deutschland befinden sich in unterschiedlichen Marktphasen. Neben Netzen, die schon sehr alt sind und in ihren Gebieten eine Situation nahe der Vollversorgung etablieren konnten, finden sich relativ junge Netze, die erst eine geringe Anschlussquote erreicht haben. Außerdem werden teilweise Gebiete neu mit Gas erschlossen. Ein Vergleich von Unternehmen in derartig unterschiedlichen Marktphasen birgt das Risiko, dass «Äpfel mit Birnen» verglichen werden.

Generell kann festgestellt werden, dass sich das Benchmarking-Modell für Gasnetze bezüglich der Parameterwahl (Output- und Umfeldvariablen) erst in einer Anfangsphase befindet, so dass die Formulierung von robusten Benchmarking-Modellen noch nicht möglich ist (BNetzA, Kap. 13; Sumicsid, 2006). Die oben angesprochenen Probleme werden bisher nicht angemessen thematisiert. Hier gilt es, in enger Zusammenarbeit mit Branchenvertretern die relevanten Parameter und Modellspezifikationen zu eruieren.

Ein Effizienzvergleich über Benchmarking-Methoden ist für Gasnetze aufgrund der nicht exogen vorgegebenen Versorgungsaufgabe methodisch sehr anspruchsvoll. Bisher konnten keine robusten Modelle für die Gaswirtschaft hergeleitet werden, die die Heterogenität der Gasnetzbetreiber angemessen berücksichtigen. Soll ein Benchmarking durchgeführt werden, sollte die Verordnung festlegen, welche Methoden für das Benchmarking grundsätzlich in Frage kommen und welche Methoden nicht angewendet werden können. Außerdem ist festzuhalten, dass die konkrete Ausgestaltung der zum Einsatz kommenden Methoden und Variablen durch die Behörde unter Einbezug der Netzbetreiber zu erfolgen hat.

6.3 Vergleichbarkeit und Robustheit

Für ein aussagekräftiges Benchmarking ist eine einheitliche und vergleichbare Datenbasis unerlässlich. Dass Datenprobleme zu Verzerrungen führen, die sich je nach Methode unterschiedlich auf die Ergebnisse auswirken können, wurde in Abschnitt 6.1.4 aufgezeigt. Insbesondere wenn Benchmarking-Ergebnisse in eine individuelle Produktivitätsvorgabe überführt werden sollen, ist besondere Vorsicht geboten, damit das Ziel einer Anreizregulierung nicht durch unerreichbare und unübertreffbare Vorgaben beeinträchtigt wird.

- Es ist dafür Sorge zu tragen, dass die einem Benchmarking zugrunde gelegten Daten, die Besonderheiten der Gasnetzbetreiber ausreichend erfassen. Dies bedeutet eine allgemeingültige und klar abgrenzbare Definition der zu erhebenden Daten.
- Marktphasen bzw. Investitionszyklen sowie Abschreibungs- und Aktivierungspolitiken in der Kostenbasis (Input) müssen z. B. durch eine Vergleichbarrechnung, eine Clusterung oder Berücksichtigung von Korrekturfaktoren angemessen berücksichtigt werden.
- Es gilt, sich der Vor- und Nachteile der verschiedenen Methoden bewusst zu sein, die insbesondere bei Datenfehlern erhebliche Auswirkungen haben können.

Aufgrund der genannten methodischen Probleme ist die komplementäre Verwendung mehrerer Methoden ratsam. Dabei können sowohl verschiedene Methoden als auch verschiedene Spezifikationen (verschiedene Output- oder Strukturvariablen oder Annahmen über Skaleneffekte) zur Anwendung gelangen. Unternehmen, die nach einer Methode sehr ineffizient abschneiden, weil es nicht möglich ist, für gewisse strukturelle Unterschiede zu korrigieren, kann bei der Verwendung anderer Methoden eine höhere Effizienz beigemessen werden.

Die ersten Modellrechnungen mit den erhobenen Daten der Gasnetzbetreiber deuten darauf hin, dass noch erhebliche Dateninkonsistenzen vorliegen, die nicht zuletzt auf Probleme bei der Erhebung zurückzuführen sind. Auch zeigt sich, dass die bisher präsentierten Ergebnisse für den Strombereich eine unplausible Streuung der Effizienzwerte sowie eine geringe Korrelation der Effizienzwerte zwischen unterschiedlichen Methoden aufweisen, was auf eine mangelnde Robustheit schließen lässt (vgl. Sumicsid, 2006).

Aus diesem Grund ist besonders zu Beginn einer Anreizregulierung, wenn die Datenlage erfahrungsgemäß noch schlecht ist,¹⁵ besondere Vorsicht geboten, um zu verhindern, dass unrealistische Effizienzpotentiale aufgrund fehlerhafter Daten ausgewiesen werden. Daher sind die Effizienzvorgaben, die aus einer derart unsicheren Datenbasis abgeleitet werden, mit Sicherheitsabschlägen zu versehen.

Für die Schaffung einer einheitlichen Datenbasis ist eine Verbesserung der Definitionen der zu erhebenden Daten zwingend erforderlich. Diese sollte in Absprache mit den jeweiligen Verbänden erfolgen, um relevante gas- bzw. strommarktspezifische Besonderheiten richtig zu erfassen. Es müssen für das Benchmarking auch weitere Positionen, die die Kosten beeinflussen, jedoch keine Aussage über die Effizienz der Unternehmung zulassen, bereinigt werden (z.B. Baukostenzuschüsse, Fremdkapitalzinsen, evtl. Rückstellungen). Sicherergestellt werden muss außerdem, dass eine Vergleichbarkeit der Kostenangaben gegeben ist, ohne die Benchmarking-Ergebnisse nicht aussagekräftig sein können. Es ist unbedingt transparent zu machen, wie diese Vergleichbarkeit hergestellt werden soll (BNetzA, Kap. 12).

Das von der BNetzA angestrebte mehrstufige Verfahren zur Bereinigung und Plausibilisierung der Datenbasis ist zu begrüßen.

Eine abschließende Beurteilung der Datenqualität kann auf Basis der bisher veröffentlichten, rudimentären Ergebnisse zum Benchmarking von Gasnetzen nicht vorgenommen werden. Dies deutet darauf hin, dass schwerwiegende Datenprobleme bestehen, die einen aussagekräftigen Effizienzvergleich in Frage stellen. Es ist daher unbedingt eine komplementäre Nutzung verschiedener Methoden zu fordern. Solange aufgrund von Datenfehlern unrealistische Effizienzpotentiale ermittelt werden könnten, sind Sicherheitsabschläge auf die Effizienzvorgaben vorzusehen. Insgesamt ist ein abschließendes Konzept, das in eine Verordnung umgesetzt werden könnte, noch nicht erkennbar.

¹⁵ So wurde beispielsweise in Norwegen zu Beginn der Anreizregulierung für Stromnetze auf ein Benchmarking verzichtet, da die Datenqualität keinen aussagekräftigen Vergleich zuließ (Wild und Vaterlaus, 2002).

7 UMSETZUNG DER BENCHMARKING-ERGEBNISSE IN INDIVIDUELLE VORGABEN

Die Ergebnisse des Benchmarkings sind im Rahmen der Anreizregulierung in eine Effizienzvorgabe zu überführen, die gemäß § 21a Abs. 5 EnWG erreichbar und übertreffbar sein muss. Die Umsetzung erfolgt grundsätzlich nach einer für alle Unternehmen gültigen, festgelegten Formel. Dieses Vorgehen sichert die Transparenz und Zuverlässigkeit des Regulierungsrahmens. In begründeten Fällen ist eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben an die Besonderheiten des Unternehmens vorzunehmen. Denn den Netzbetreibern muss aus Gründen der Transparenz und Rechtssicherheit die Möglichkeit eingeräumt werden, zu den individuellen Effizienzvorgaben Stellung zu nehmen und im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung ungerechtfertigte Benachteiligungen aufgrund individueller Besonderheiten vorzubeugen.

Der Grundsatz einer formelmäßigen Überführung entspricht dem Konzept der «Methodenregulierung» und ist zu begrüßen. Individuelle Besonderheiten, die nicht im Benchmarking abgebildet werden können, müssen jedoch im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung bereinigt werden können.

Werden, wie im Berichtsentwurf der BNetzA vorgesehen, verschiedene Benchmarking-Methoden komplementär angewandt, lassen sich prinzipiell zwei Vorgehensweisen unterscheiden, wie aus diesen verschiedenen Ergebnissen eine individuelle Produktivitätsvorgabe abgeleitet werden kann:

Bei einer **Durchschnittsbildung** werden die einzelnen Ergebnisse (gleich-)gewichtet und zu einem Ergebnis zusammengefasst. Die daraus resultierende Durchschnittseffizienz ist jedoch dann als problematisch anzusehen, wenn beispielsweise über eine DEA-CRS oder eine COLS ein sehr strenger Benchmark gesetzt wird, der durch die Ergebnisse etwaiger anderer Methoden nicht korrigiert wird. Die Gefahr einer zu strengen Effizienzvorgabe kann entschärft werden, wenn die OLS-Methode als «dämpfendes» Element eingesetzt wird.

Bei der so genannten **Bestabrechnung** wird lediglich der am wenigsten strenge Benchmark für die Überführung in eine individuelle Effizienzvorgabe verwendet. Dieses Verfahren ist besonders dann vorzuziehen, wenn Datenprobleme bestehen und Strukturmerkmale oder unternehmensindividuelle Besonderheiten nur unzureichend innerhalb der Modellspezifikation berücksichtigt werden können. Eine Bestabrechnung trägt außerdem dazu bei, dass den effizientesten Unternehmen die Möglichkeit eines Übertreffens der Vorgaben gegeben wird (BNetzA (960)).

Der parallele Einsatz mehrerer Benchmarking-Methoden ist zwingend. Unter regulatorischer Vorsicht und unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben von erreichbaren und übertreffbaren Effizienzvorgaben empfiehlt sich zudem eine Bestabrechnung zugunsten der Netzbetreiber.

Des Weiteren ist bei der Überführung die bereits in Abschnitt 4.2 diskutierte Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen zu berücksichtigen, damit die Effizienzvorgaben die Anforderung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit erfüllen können. Aus dieser Forderung folgt auch, dass eine initiale Absenkung der Kosten auf das durchschnittliche Effizienzniveau der Branche (vgl. auch Abschnitt 2.4) nicht zulässig ist. Dies trifft insbesondere für Netzbetreiber mit jungen Netzen und hohen Kapitalkosten der Bestandsanlagen zu.

Aufgrund der Nicht-Beeinflussbarkeit der Kapitalkosten von Bestandsanlagen müssen Vorgaben, damit diese erreichbar und übertreffbar sind, den Erneuerungszyklus der Netze berücksichtigen. Der Abbau der ermittelten Ineffizienzen ist (rechnerisch) über eine Frist zu verteilen, die sich an den Erneuerungszyklen der Investitionen und an der Kapitalintensität orientiert.

Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Vorgaben gemäß § 21a Abs. 5 EnWG sicherzustellen, kann ein minimales Effizienzniveau, z. B. 70% (vgl. Norwegen) oder 74,76% (vgl. Österreich), bestimmt werden, das nicht unterschritten werden kann. Unternehmen, für die in einem Benchmarking ein schlechteres Effizienzniveau ermittelt wird, werden für die Berechnung des individuellen X-Faktors auf diese Mindesteffizienz gesetzt.

Durch die Festlegung einer minimalen Effizienz in Kombination mit einer Aussage dazu, in welchem Zeitraum Effizienzsteigerungspotenziale realisiert werden müssen, wird der Maximalwert des individuellen X-Faktors begrenzt. In Norwegen beträgt der maximale individuelle X-Faktor 2% p. a. und in Österreich 3,5% p. a. Gemäß der Aussage im Berichtsentwurf, dass Ineffizienzen innerhalb von ein bis zwei Regulierungsperioden, was rund 5 Jahren entspräche (bzw. 3 Jahre für Opex und 6-8 Jahre für Kapitalkosten), abgebaut werden müssen (BNetzA (256)) ergäbe sich bei einem Effizienzwert von 70% im Benchmarking ein individueller X-Faktor von 6% p. a. Bei einer Effizienz von 50% gemäß Benchmarking ein individueller X-Faktor von 10% p. a.¹⁶ Ein Vergleich mit den Niederlanden über mehrere Perioden hinweg ist schwierig, da in der ersten Regulierungsperiode (2001 bis 2003) kein individueller X-Faktor angesetzt wurde.

¹⁶ Die Berechnung ist wie folgt: Bei 70% Effizienz (oder 30% Ineffizienz): $(100-70)/5 \text{ Jahre}=6\% \text{ p.a.}$ und bei einer Effizienz von 50% : $(100-50)/5=10\% \text{ p.a.}$

Die sich ergebenden Effizienzvorgaben bewegen sich somit nicht – wie im Berichtsentwurf (BNetzA (970)) festgehalten – «im Rahmen des international üblichen» sondern können – selbst bei Vernachlässigung einer möglichen initialen Absenkung – um ein Mehrfaches über den maximalen Werten in Österreich oder Norwegen liegen.

Um auch eine Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben zu gewährleisten und Daten- sowie methodische Probleme eines Benchmarkings aufzufangen, sollten für die individuellen Effizienzvorgaben ausreichende Sicherheitsabschläge und eine Beschränkung der maximalen individuellen Effizienzvorgabe festgelegt werden.

8 QUALITÄTSREGULIERUNG

Im Rahmen der Anreizregulierung bestehen für die Unternehmen unter Umständen Anreize, die Qualität der Versorgung zu vernachlässigen, um Kosteneinsparungen realisieren zu können. Damit auf erforderliche Instandhaltungsmaßnahmen, Investitionen und Organisationsstrukturen nicht verzichtet wird, finden sich in den international angewandten Systemen der Anreizregulierung Elemente der Qualitätsregulierung. Für Gasnetzbetreiber ist dieser Anreiz zu einer Vernachlässigung der Qualität nur begrenzt gegeben, da Versorgungs- und Servicequalität Wettbewerbsparameter darstellen. Erdgas ist dem Substitutionswettbewerb auf dem Wärmemarkt ausgesetzt. Eine mangelhafte Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung sowie eine schlechte Servicequalität führen langfristig zu einem Verlust von Kunden oder Problemen bei der Neugewinnung der Kunden, so dass die hohen Anfangsinvestitionen nicht amortisiert werden können. Untersuchungen zur Kundenzufriedenheit bei der Servicequalität der Gasversorgung unterstreichen die generell hohe Zufriedenheit (vgl. z.B. EU-Kommission, 2005; Eurobarometer, 2005). Es ist daher davon auszugehen, dass das Qualitätsniveau der Gasnetzbetreiber hoch ist. Die Sicherung der technischen Standards wird nicht zuletzt auch durch die DVWG-Regelwerke gesichert, mit denen in der Vergangenheit gute Erfahrungen bezüglich der Einhaltung eines hohen Qualitätsniveaus gemacht werden konnten.

Aufgrund des Substitutionswettbewerbs auf dem Wärmemarkt und dem Einfluss der technischen Regelwerke ist nicht damit zu rechnen, dass sich bei den Gasnetzbetreibern im Zuge der Anreizregulierung gravierende Qualitätsprobleme einstellen.

Gemäß § 21a Abs. 5 EnWG soll die Versorgungsqualität in der Anreizregulierung berücksichtigt werden. Die Versorgungsqualität lässt sich anhand der folgenden Kriterien beurteilen:

- Technische Sicherheit,
- Zuverlässigkeit (Verfügbarkeit),
- Produktqualität und
- Servicequalität.

Die Definition der technischen Qualitätsparameter «Sicherheit, Zuverlässigkeit und Produktqualität» erfolgt im DVGW – Arbeitsblatt G 1100 (Entwurf). Darin werden die sich aus dem EnWG ergebenden Forderungen zum Nachweis der technischen Qualität ebenso umgesetzt wie die Definition der technischen Mindestanforderungen nach § 19 EnWG. Die Regulierung dieser Kriterien muss unterschiedlich erfolgen und ist auch unter Berücksichti-

gung der branchenspezifischen Besonderheiten zu bewerten. Daraus ergibt sich, dass in gewissen Punkten unterschiedliche Vorgaben für die Gas- und die Stromwirtschaft festgelegt werden sollen. Dies trifft insbesondere für die Bereiche Sicherheit und Produktqualität zu (BNetzA (1097-1098)).

Die von der BNetzA vorgesehene Orientierung der Qualitätsregulierung am gesamtwirtschaftlichen Optimum ist zu begrüßen (BNetzA, Kap. 16.3.1). Wie dieses Optimum zu definieren ist, ist abhängig von den Präferenzen der Kunden. Über die genauen Präferenzen der Kunden besteht jedoch noch Unsicherheit. Die Ergebnisse einer Kundenbefragung in der Schweiz zeigen, dass die Zahlungsbereitschaft der Kunden für Verfügbarkeit (keine Unterbrechungen) hoch ist (vgl. Plaut Economics, erscheint in Kürze). Bevor Mindeststandards und finanzielle Anreize (Pönalen) zu deren Einhaltung eingeführt werden, müssen im Vorfeld entsprechende Analysen der Kundenbedürfnisse und -einstellungen durchgeführt werden. Es bestehen zwar bereits internationale Erfahrungen mit Mindeststandards bei der Gas- und Stromversorgung, die in der Praxis gebräuchlichen Grenzwerte variieren jedoch stark (E-Bridge, 2006). Richtwerte sowie Mindeststandards aus anderen Ländern sind hinsichtlich ihrer Eignung für die Situation auf dem deutschen Gasmarkt zu überprüfen. Die Ermittlung der Kundenpräferenzen ist dabei als ein wichtiger Aspekt zu nennen. Ebenso sollten – wenn das Ziel der Orientierung an einem gesamtwirtschaftlichen Optimum angestrebt wird – Zahlungen an Verbraucher erst dann eingeführt werden, wenn die konkreten Bedürfnisse der Kunden und ihre Zahlungsbereitschaft für Qualität erfasst worden sind.

Da der Qualitätsstandard der Gasversorgung als hoch anzusehen ist, sollte in der 1. Regulierungsperiode auf die Einführung einer Qualitätsregulierung mit Auswirkungen auf die Erlösobergrenze verzichtet werden. Diese Phase sollte vielmehr dazu genutzt werden, die in der G 1100 definierten Qualitätskennzahlen sowie Daten zur Festlegung von Mindeststandards und finanziellen Anreizen zu ermitteln. Die positiven Erfahrungen mit der Festlegung von Qualitätsstandards, insbesondere bezogen auf Sicherheit, Zuverlässigkeit und Produktqualität im Rahmen des DVGW-Regelwerks sind hierbei zu berücksichtigen. Die Informationen können einerseits in enger Zusammenarbeit mit der Branche erarbeitet werden, andererseits bieten sich Kundenumfragen (vgl. BNetzA (1092)) an, um die Präferenzen der Kunden zu ermitteln.

Bevor finanzielle Anreize eingeführt werden können, sind die Kundenbedürfnisse bezüglich des gewünschten Qualitätsniveaus und entsprechende Zahlungsbereitschaften zu ermitteln. Bei der Ausgestaltung der Qualitätsregulierung bietet es sich außerdem an, die positiven Erfahrungen der Branche durch die Festlegung von Qualitätsstandards im DVGW-Regelwerk zu berücksichtigen.

Zur langfristigen Sicherung der Qualität sind umfassende Monitoring- und Veröffentlichungsvorschriften (BNetzA, Kap. 16.4.2) sowie die Implementierung von systematischen Qualitäts-Management-Systemen (BNetzA, Kap. 16.4.4) vorgesehen. Sie sollen außerdem dazu dienen, dass bei Entscheidungsprozessen in Unternehmen auch Qualitätsaspekte Eingang finden (E-Bridge, 2006). Dieser Forderung wird durch das «Technische Sicherheits – Management» (TSM) des DVGW bereits heute entsprochen. Unternehmen, die sich einer Überprüfung nach dem TSM unterziehen, haben den Nachweis der technischen Qualität der Gasversorgung im Sinne des § 49 EnWG geführt. Es bietet sich an, das System des TSM weiter auszubauen. Weitergehende Maßnahmen sind auf ihr Kosten-Nutzen-Verhältnis und ihre Praktikabilität zu prüfen.

Bei Gasversorgern ist die Servicequalität ein Verkaufsargument im Wettbewerb mit anderen Energieträgern. Ein Zwang zur Einführung von teuren Qualitäts-Management-Systemen bringt deshalb in Bezug auf die technischen Parameter Sicherheit, Produktqualität und Zuverlässigkeit keine, bei der Servicequalität allenfalls unbedeutende Verbesserungen. Generell sollte bei einer Anreizregulierung, das gewünschte Ergebnis (Qualitätsniveau) und nicht die Maßnahmen zu deren Erreichung (z.B. Einführung von Qualitäts-Management-Systeme) reguliert werden, um auch hier Anreize für möglichst effiziente Lösungen auszusenden.

Bevor über das bestehende Niveau hinaus gehende Maßnahmen zur Qualitätssicherung umgesetzt werden, sind sie hinsichtlich ihres Kosten-Nutzen-Verhältnisses und ihrer Praktikabilität zu prüfen.

9 QUELLENVERZEICHNIS

- BNetzA (2006a), Entwurf des Berichts der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 2. Mai 2006, Bonn.
- BNetzA (2006b), 2. Referenzbericht Anreizregulierung. Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung, 26. Januar 2006, Bonn.
- Bernstein, J. I. und D. E. M. Sappington (1999), Setting the X-Factor in Price-Cap Regulation Plans. *Journal of Regulatory Economics*, 16(1), 5-25.
- Carrington, R., T. Coelli und E. Groom (2002), International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution, *Journal of Regulatory Economics* 21, 191-216.
- Deutscher Bundestag (2005), Bundestagsdrucksache zur Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit; BT-Drs. 15/5268.
- E-Bridge Consulting Group (2006), 4. Referenzbericht im Auftrag der BNetzA: Qualitätsregulierung in der Anreizregulierung, 7. April 2006, Bonn
- E-Control (2006), Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006.
- EU-Kommission (2005), Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament, Bericht über Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, Brüssel.
- Eurobarometer (2005), Prices and Quality of Services of General Interest, September 2005.
- Fabrizi, P., G. Fraqueli und R. Giandrone (2000), Cost, Technology and Ownership of Gas Distribution in Italy, *Managerial and Decision Economics* 21, 71-81.
- Farsi, M., M. Filippini und M. Kuenzle (2004), Cost Efficiency in the Swiss Gas Distribution Sector, CEPE Working Paper, ETH Zürich, Oktober 2004.
- Hense, A. und M. Stronzik (2005), Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, WIK-Diskussionsbeiträge Nr. 268, September 2005.
- Laffont und Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT-Press: Cambridge.
- Meyerick & Associates (2004), Comparative Benchmarking of Gas Networks in Australia and New Zealand, Report prepared for Commerce Commission, 2004.

- Plaut Economics (2006), Ergasmarkt Schweiz. Ermittlung des Bedarfs einer Marktöffnung aus Sicht der Akteure und Analyse der Marktöffnung in ausgewählten EU Ländern, erscheint in Kürze.
- PricewaterhouseCoopers (2006), Analyse zur Herleitung des generellen X-Faktors im 2. Referenzbericht der Bundesnetzagentur, Bericht zu Händen der Energie Baden-Württemberg AG, Mai 2006, Düsseldorf.
- Rossi, M. A. (2001), Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina, *Energy Economics* 23, 295-304.
- Smeers, Y. (2006), General Aspects and Regulatory Approach, Vortrag an der Internationalen wissenschaftlichen Konferenz der Bundesnetzagentur in Bonn/Bad Godesberg, 25.-26. April 2006.
- Sumicsid (2006), Benchmarking models: German Electricity and Gas System Operators, Folien präsentiert im Rahmen des Konsultationskreises der BNetzA am 11. April 2006.
- Wild, J. und S. Suter (2005), „Berücksichtigung struktureller Unterschiede bei europäischen Stromnetz-Preisvergleichen, Studie im Auftrag des Forums Versorgungssicherheit, Regensburg.
- Wild, J. und S. Vaterlaus (2002), Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, *Energiewirtschaftliche Grundlagen*, Bundesamt für Energie, Bern.
- Varian, H. R. (1992), *Microeconomic Analysis*, Third Edition, Norton: New York.