

Anreizregulierung – das alternative Konzept der GEODE

Ralf Westermann, Ralph Kremp und Raimund Pröll

Nach einem umfangreichen Konsultationsprozess hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30. Juni 2006 dem Bundeswirtschaftsministerium einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorgelegt. Dieses ist nun seinerseits gefordert, eine Anreizregulierungsverordnung zu entwickeln. Angesichts der hohen Komplexität und der schwierigen praktischen Umsetzung der höchst volkswirtschaftlich-theoretischen Vorstellungen des Berichts der BNetzA hat sich die deutsche Sektion der GEODE dazu entschieden, ein eigenes Konzept für die Anreizregulierung in Deutschland zu entwickeln, das im Folgenden vorgestellt wird.

Grundsätzlich muss die Versorgung mit Strom und Gas in Deutschland für die Netznutzer zu einem angemessenen Preis bei einer angemessenen Qualität erfolgen. Dabei muss aber auch sichergestellt sein, dass die jeweiligen Netzbetreiber eine angemessene Rendite für ihre Leistungserbringung erzielen können. Zur Erreichung dieser grundsätzlichen Ziele ist eine entsprechend ausgestaltete Anreizregulierung geeignet. Hierbei ist jedoch zentral, dass in diesem System tatsächlich Anreize für die Netzbetreiber geschaffen werden, von sich aus eine effiziente Leistungserbringung durchzuführen.

Das Anreizregulierungskonzept der GEODE wurde mit dem Ziel entwickelt, ein möglichst einfaches System zu schaffen, welches in allen seinen Punkten und Phasen von allen Netzbetreibern – auch von kleinen – umgesetzt und wegen seiner maximalen Transparenz auch verstanden werden kann. Für den aus unserer Sicht unbedingt nötigen Unternehmensvergleich sind die Robustheit sowie einheitliche bzw. vergleichbare Ausgangsbedingungen zentrale Prämissen. Ebenso müssen etwaige Effizienzvorgaben für den jeweiligen Netzbetreiber auf zumut-

bare Art und Weise erreicht und übertroffen werden können.

In bemerkenswerter Weise hat sich gezeigt, dass ein komplexes Zusammenspiel einzelner theoretischer und zu beachtender Aspekte beim Erarbeiten des Systems Schwierigkeiten bereitet. Werden diese Einzelaspekte jedoch in sinnvolle Teile („Module“) zerlegt und vor allem die Schnittstellen sauber gewählt, so stellt die Modellentwicklung eine durchaus lösbare Aufgabe dar. Es können und müssen in einem solchen Gesamtsystem alle wesentlichen Sachverhalte berücksichtigt sein. Werden die Wirkungszusammenhänge schließlich durchschaut und durch einen modularen Aufbau in Einklang gebracht, so lösen sich die Einzelaspekte in voneinander weitgehend unabhängige Teilprobleme auf.

Ein umfassendes und in sich geschlossenes Anreizregulierungskonzept besteht aus vier grundsätzlichen Modulen, wie in Abb. 1 dargestellt. Diese Modularität bringt den enormen Vorteil mit sich, dass das Gesamtgefüge flexibel ist und nicht kollabiert, wenn aufgrund neuer Erkenntnisse ein Rädchen im System nachträglich verändert wird. Diese

mögliche und auch nötige Flexibilität erlaubt es, zunächst mit einem in Teilen vereinfachten Anreizregulierungskonzept zu starten und sukzessive neue Erkenntnisse (z. B. zu Qualitätskennzahlen, die bislang noch nicht erhoben wurden) im bestehenden Konzept stabil umzusetzen.

„Vereinfacht“ ist hierbei nicht mit trivial oder unzulänglich zu verwechseln: Die GEODE hat sich in einem nun bereits ein Jahr währenden Entwicklungsprozess mit allen relevanten Fragestellungen intensiv beschäftigt. Es hat sich gezeigt, dass ein gutes Konzept, das alle Aspekte der Anreizregulierung berücksichtigt, in seiner letztlichen Ausgestaltung und Anwendung keinesfalls komplex sein muss.

Randbedingungen

Die oben erwähnte Modularität lässt eine kontinuierliche Weiterentwicklung, Erweiterung und Veränderung des Systems im Zeitablauf zu: Das System ist damit so flexibel wie erforderlich (Abb. 2). Darüber hinaus müssen auch individuelle Besonderheiten auf Antrag und Nachweis des jeweiligen Netzbetreibers Berücksichtigung finden können.

Die einzelnen Anreizregulierungsmodule sind dabei grundsätzlich in ein für den Gas- und Stromsektor einheitliches System eingebettet (wobei die gaswirtschaftlichen Spezifika angemessen berücksichtigt werden). Dies gilt insbesondere auch in Bezug auf ein gemeinsames Startdatum.

Hinsichtlich der Erlös- oder Preisvorgaben kann die GEODE sich dem ersten Referenzbericht der BNetzA nur anschließen und ebenfalls eine Revenue-Cap-Regulierung befürworten. Dabei sollen im Strombereich zur Aufteilung der Erlöse auf die einzelnen Preise die bestehenden Regelungen zur Kostenträgerrechnung aus der NEV fortgeschrieben werden. Für den Gasbereich muss ein einheitliches System der Kostenträgerrechnung noch festgelegt werden.

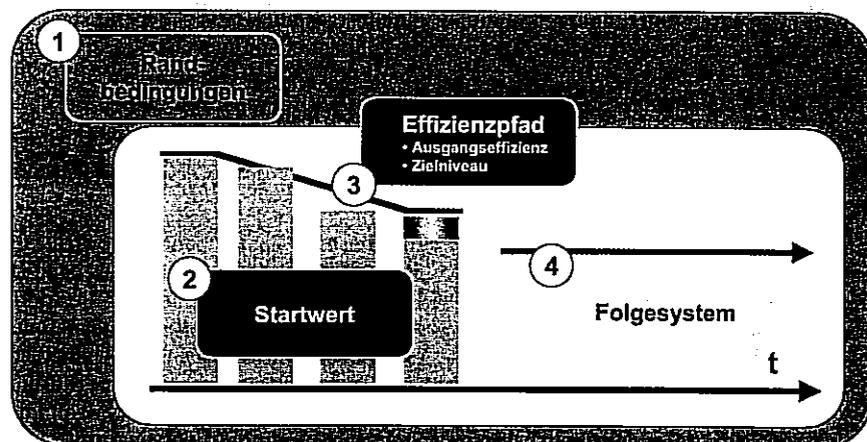


Abb. 1 Module des Anreizregulierungskonzepts

Zugunsten der Planungssicherheit umfasst jede Regulierungsperiode fünf Jahre. Es ist nicht notwendig, eine Anzahl von Regulierungsperioden vorab festzulegen. Effizienzvorgaben sind vielmehr innerhalb einer fünfjährigen Regulierungsperiode jeweils zu einem Drittel zu heben. Dieses rollierende System entspricht damit einer rechnerischen Abbauphase der Ineffizienzen von 15 Jahren.

Um eine fundierte Qualitätsregulierung durchführen zu können, muss zunächst die mangelnde Verfügbarkeit der Datenbasis überwunden werden, weshalb umgehend mit der entsprechenden Datensammlung begonnen werden sollte. Bis dahin kann in der ersten Regulierungsperiode mit Pönalen für mangelnde Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit gearbeitet werden. Diese werden auf Anforderung des Kunden durch den Netzbetreiber ausgezahlt. Verpflichtende Qualitätsmanagementsysteme (QMS) sind jedoch aus pragmatischen Gründen abzulehnen. Ein sog. Q-Faktor für die weitere Sicherstellung der Versorgungsqualität sollte erst ab der zweiten Regulierungsperiode in die Regulierungsformel einbezogen, aber nicht als Variable im Benchmarking verwendet werden.

Auch unter dem Regime einer Anreizregulierung muss sichergestellt sein, dass die notwendigen Investitionen in die Netze tatsächlich getätigt werden, aber auch zu entsprechenden Kapitalrückflüssen über die Netzentgelte führen. Hierbei ist natürlich zu gewährleisten, dass Investitionen per se nur in effizienter Art und Weise durchgeführt werden. Unabhängig davon, ob es sich um Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen handelt, ist es dagegen im „klassischen“ Anreizregulierungsmodell günstig für den Netzbetreiber, nötige Investitionen an das Ende einer Regulierungsperiode zu verschieben, da alle Investitionen grundsätzlich kostenerhöhend wirken. Hierzu wird auf die Randnummer 218 des Berichtes der BNetzA verwiesen. Das dort beschriebene Vorgehen wird zur Umsetzung empfohlen und angeordnet, eine (international als „Z-Faktor“ bekannte) Komponente in die Anreizformel aufzunehmen. Erweiterungsinvestitionen werden durch einen Erweiterungsfaktor als Element der Regulierungsformel berücksichtigt. Die zugrunde liegenden Parameter (Last, Fläche und Anschlussanzahl) sollten nach Möglichkeit ergänzt werden.

Zum Ausgleich kurzfristiger Absatzschwankungen und daraus resultierender Abweichungen der Erlöse vom vorgegebenen Pfad wird ein Regulierungskonto benötigt (z. B. bei witterungsbedingten Schwankungen). Um die zutreffende Berücksichtigung der

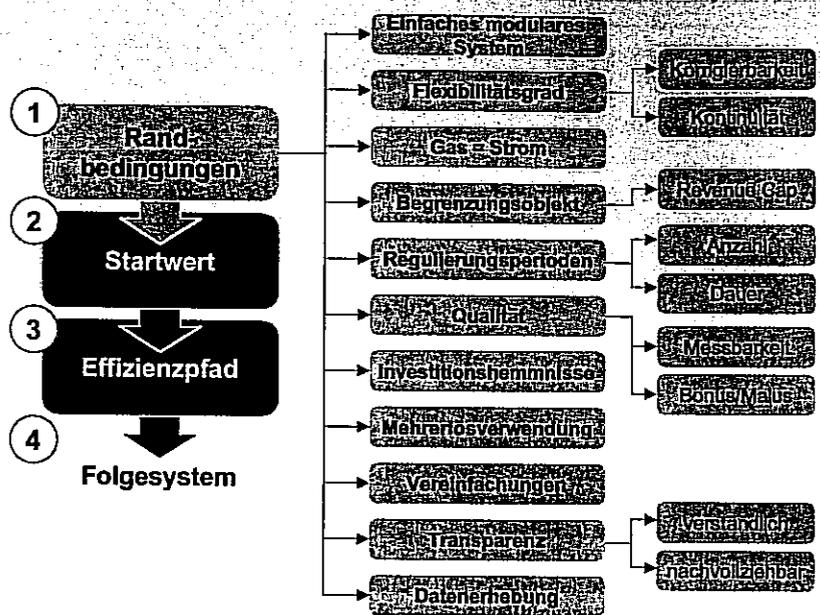


Abb. 2 Entscheidungsbaum „Randbedingungen“ (vereinfacht)

nicht beeinflussbaren Kostenanteile sicherzustellen, ist ein jährlicher Abgleich der im Basisjahr festgestellten Größen mit den tatsächlich während der Regulierungsperiode angefallenen Kostenanteilen vorzunehmen (z. B. alle Belastungen aus dem Bereich EEG/KWKG). Alle weiteren Abweichungen zwischen dem vorgegebenen Erlöspfad und den tatsächlich angefallenen beeinflussbaren Kostenanteilen sollten zu Lasten bzw. zugunsten des Netzbetreibers gehen.

Um den bürokratischen Aufwand zu senken, sind natürlich Vereinfachungen für bestimmte Netzbetreiber denkbar. Jedoch ist das Anreizregulierungskonzept der GEODE von vornherein so gestaltet, dass es auch für die kleinen Netzbetreiber ein vertretbarer Aufwand ist, daran teilzunehmen. Eine Erleichterungsregel dürfte somit überflüssig sein.

Um unnötigen bürokratischen Datenerhebungsaufwand zu vermeiden, soll weitgehend auf Daten zurückgegriffen werden, die ohnehin im Rahmen der Veröffentlichungspflichten nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der verschiedenen Verordnungen erhoben und veröffentlicht werden. Die Ausführungen der BNetzA zu genaueren Definitionen und Vorschlägen zur intensiven Konsultation werden begrüßt.

Bezüglich der zu fordernden Transparenz der Anreizregulierung ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen dem Wunsch der Unternehmen, ihre Effizienzergebnisse nach-

rechnen zu können einerseits und der Sicherstellung der Vertraulichkeit gegenüber sonstigen Dritten andererseits. Die Lösung ist ein unabhängiger Prüfer nach österreichischem Vorbild, welcher die Daten unter Gewährleistung der Vertraulichkeit einsehen und die Benchmarkingergebnisse nachrechnen kann.

Startwert

Der Startwert ist das Kosten- oder Erlös-niveau, das als Ausgangsbasis festgestellt werden muss, um von dort aus in die Regulierungsperiode zu starten (Abb. 3).

Sinnvoller Weise handelt es sich dabei im Rahmen einer Revenue-Cap-Regulierung um eine festgestellte, tatsächliche Kostenbasis der individuellen Unternehmen, die sodann über Entgelte erlöst wird. Essentiell für das gerechte Wirken des Anreizregulierungssystems ist, dass hierbei von einem zwar individuellen, jedoch gleichartig ermittelten Startniveau ausgegangen wird.

In diesem Zusammenhang wird die Modularität des Systems nochmals deutlich: Ein Benchmarkingsystem, das die Ineffizienzen der individuellen Unternehmen exakt ausweisen soll, ist auf eine einheitliche Startwertermittlung angewiesen. Hilfreich ist hier das Bild eines Wettlaufs: Wenn der Startwert uneinheitlich ermittelt wird, sollen die Läufer von unterschiedlichen Startpositionen aus zu einer gesetzten Zielinie laufen – ein solcher Wettlauf ist sinn-

los. Nur eine einheitliche Ermittlungspraxis des Startwerts ermöglicht eine gerechte Anreizregulierung.

Anpassung der Netzentgeltverordnungen

Diese Startposition einheitlich für alle Netzbetreiber zu setzen ist Aufgabe der Netzentgeltverordnungen Strom und Gas. Wie die aktuell laufende Entgeltgenehmigungsrunde jedoch eindrücklich zeigt, gibt es nur allzu unterschiedliche Auffassungen zwischen den Netzbetreibern und den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden, was die Auslegung dieser Rechtsvorschriften betrifft. Vermutlich waren die damals auf Basis der Verbändevereinbarungen ermittelten Netzentgelte einheitlicher gebildet als die aktuell beantragten und erst recht die (zu erwartenden) genehmigten Entgelte.

Hieraus resultiert die klare Notwendigkeit, die Netzentgeltverordnungen anzupassen. Die Erfahrungen im laufenden Genehmigungsverfahren haben gezeigt, dass bezüglich der Kriterien und deren Anwendung in der Branche alles andere als

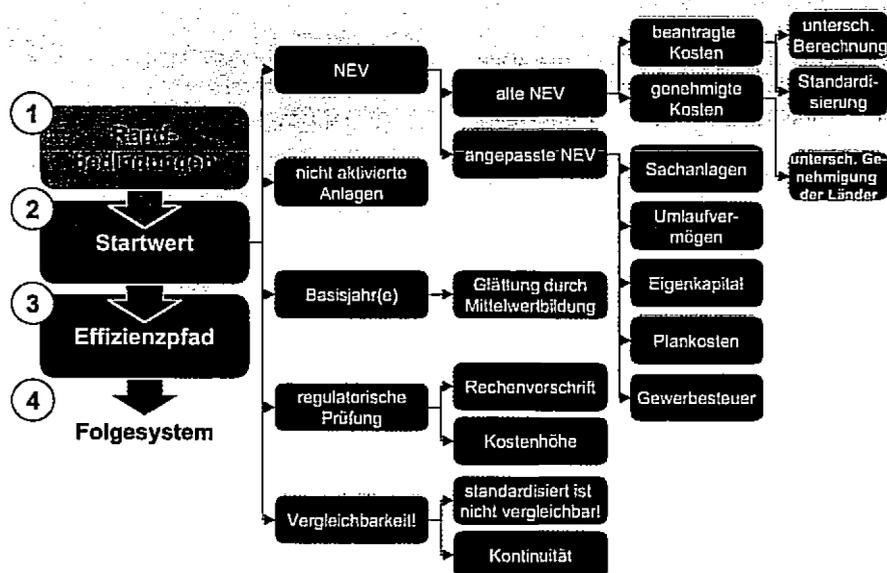


Abb. 3 Entscheidungsbaum „Startwert“ (vereinfacht)

Einigkeit herrscht (Sachanlagevermögen, Umlaufvermögen, Eigenkapital, Plankosten, Gewerbesteuer). Die z. Zt. laufenden Rechtsstreitigkeiten werden vermutlich zu Beginn

der Anreizregulierung noch nicht abgeschlossen sein, so dass keine Rechtssicherheit bestehen wird. Damit müssen die normierten Kalkulationsregeln (in Gesetz

und Verordnung) unverzüglich konkretisiert und vereinheitlicht werden. Sie müssen bereits für die Ermittlung der Kostenbasis zu Beginn der ersten Regulierungsperiode zur Verfügung stehen.

Umgang mit nicht aktivierten Anlagen

Werden die Kosten nach NEV für das Benchmarking herangezogen, wird der Vergleichsmaßstab für alle Netzbetreiber verzerrt. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass unterschiedliche Nutzungsdauern, Aktivierungspraktiken und Altersstrukturen vorliegen. Die BNetzA hat dieses Problem erkannt.

Sie möchte diese Verzerrungen für das Benchmarking mit dem „technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister“ und einer Bewertung zu Standardkosten lösen. Dabei sollen aber Kosten für aktivierte Anlagen aus der Kostenkalkulation und somit der Anlagenbuchhaltung abgeleitet werden. Lediglich für nicht in der Anlagenbuchhaltung befindliche Anlagen soll auf das technisch-wirtschaftliche Anlagenregister zurückgegriffen werden. Eine parallele Datenhaltung und insbesondere ein Abgleich der beiden Rechenwerke ist i. d. R. jedoch technisch nicht möglich.

Um diesen im Grundsatz sehr sinnvollen und erforderlichen Ansatz trotz der nicht möglichen Abgrenzung gegenüber der Anlagenbuchhaltung dennoch praktikabel zu gestalten, wird von der GEODE eine vereinfachte Neubewertung für das gesamte Anlagenvermögen vorgeschlagen. Dies ist ein unverzichtbarer Bestandteil eines vernünftigen Anreizregulierungssystems. Die Ergebnisse einer vereinfachten Netzneubewertung sollen ihren Niederschlag jedoch nicht bei der Ermittlung des Startwertes finden, sondern als Grundlage des Benchmarking dienen.

Basisjahr

Für den weiterhin anzustrebenden Startwert der Anreizregulierung zum 1. Januar 2008 kommt als Kostenbasis das Jahr 2006 (in 2007 erhoben) infrage. Sollte es zu einer Verschiebung dieses Startpunktes kommen, so sollte Basisjahr immer das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr sein (z. B. 1. Januar 2009 auf Basis des Geschäftsjahres 2007, in 2008 erhoben).

Wichtig ist, dass jedoch zusätzlich berücksichtigt werden kann, dass die Kosten eines einzelnen Geschäftsjahres durch nichtrepräsentative Maßnahmen verzerrt sein können. Da über den Effizienzpfad die Erlöspositionen für mehrere Geschäftsjahre vorgegeben

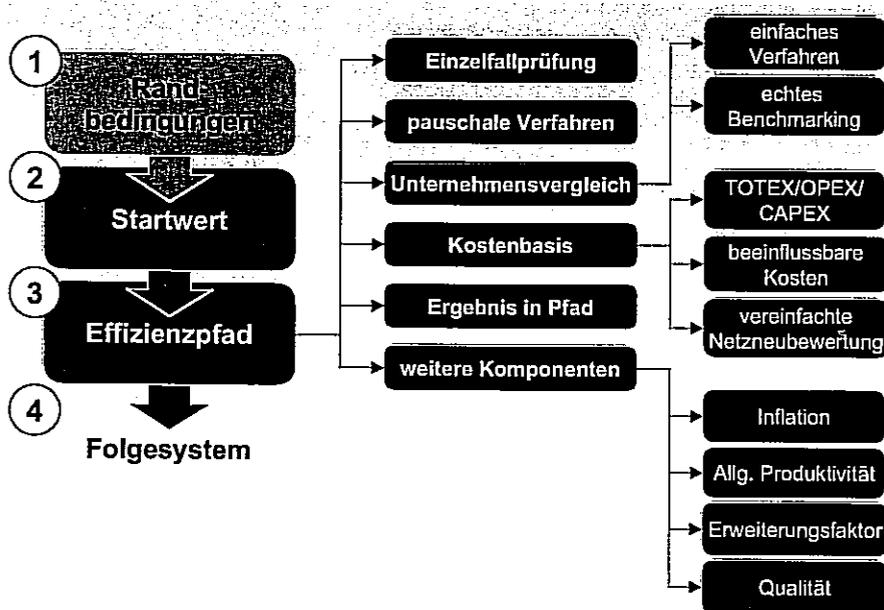


Abb. 4 Entscheidungsbaum „Effizienzpfad“ (vereinfacht)

werden, sollte im Einzelfall ein entsprechender geschäftsjahresübergreifender Ansatz durch eine Mittelwertbildung möglich sein.

Regulatorische Prüfung

Die Regulierungsbehörden sollten sich auf eine Prüfung der Einhaltung der Rechenregeln der NEV beschränken. Eine Prüfung der Angemessenheit der Kostenhöhe hat in einem Anreizregulierungssystem aufgrund des Benchmarking keine Daseinsberechtigung.

Effizienzpfad

Der Effizienzpfad hat die Aufgabe, von dem individuell bestimmten Startwert ausgehend die Effizienzpotenziale in Erlösreduktionspfade umzusetzen (Abb. 4). Es stellt sich die Frage, wie dieser Effizienzpfad zu bestimmen ist:

Die Einzelfallprüfung scheidet aufgrund der Vielzahl der Unternehmen in Deutschland aus, eine pauschale Festlegung vernachlässigt die gesetzlich geforderte Berücksichtigung struktureller Unterschiede. Somit bleibt als einzig zielführender Ansatz der Unternehmensvergleich. Die Erfahrungen mit vereinfachten Kennzahlenverfahren oder Strukturklassenmodellen haben in der Vergangenheit noch nicht zu belastbaren und brauchbaren Ergebnissen geführt und sollten daher nicht weiter verfolgt werden.

Für das echte Benchmarking sind als wichtige Kriterien Sachgerechtigkeit, Robustheit und Transparenz zu fordern. Bei der Diskussion um die Modelle ist dabei zwischen der Modellerstellung und -parametrierung einerseits und der Anwendung der Modelle andererseits zu unterscheiden.

Sämtlichen Verfahren der Effizienzmessung oder des Benchmarking ist gemein, dass hierbei Unsicherheiten hinsichtlich der Eingangsdaten, der Modellparametrierungen sowie der Anwendung des Verfahrens entstehen können. Messungenauigkeiten, Ungenauigkeiten der Verfahren oder stochastische Effekte in den Eingangsdaten müssen daher zwingend als Unsicherheit berücksichtigt werden. Dies erfordert einerseits die Wahl eines robusten Benchmarkingverfahrens per se, andererseits dürfen die Ergebnisse der Verfahren in keinem Fall unmittelbar in Kostenreduktionspfade überführt werden.

Die von der BNetzA und dem BMWi vorgeschlagenen Methoden der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA) entsprechen den o. g. Kriterien nur in unzureichender Weise und sollten daher abgelehnt werden.

Data Envelopment Analysis

Bei einer DEA hängen die resultierenden Effizienzwerte in maßgeblichem Umfang von den gewählten Parametern ab. Die Ver-

änderung einzelner Parameter kann zu vollständig anderen Ergebnissen führen.

Weiterhin – das ist dem Verfahren immanent – reicht es zur Erreichung eines 100 %-Wertes aus, in einer Dimension bzw. Kriterium über optimale Werte zu verfügen. In sämtlichen anderen Kriterien kann das Unternehmen aber beliebig ungünstig sein. Eine Veränderung der gewählten Stichprobe um nur ein einziges Unternehmen oder Kriterium kann innerhalb der DEA die Ergebnisse erheblich verzerren. Einzelne Ausreißer können daher sämtliche Ergebnisse beeinflussen.

Aufgrund der o. g. Probleme können daher im Rahmen der Anwendung der Modelle immense Unsicherheiten auftreten. Durch die Wahl der Parameter, der einbezogenen Datensätze sowie der Berücksichtigung bzw. Bereinigung von Ausreißern lässt sich nachweislich ein beliebiges Effizienzergbnis produzieren.

Unabhängig von den o. g. Problemen lassen sich die Ergebnisse einer DEA i. d. R. nicht einfach nachvollziehen, da für jedes beteiligte Unternehmen eine individuelle Optimierungsrechnung unter Berücksichtigung des Gesamtdatensatzes durchgeführt wird. Das o. g. Kriterium der Transparenz ist somit nicht erfüllt. Die Ergebnisse sind nur dann durch einen Dritten reproduzierbar, wenn die Behörde neben allen Eingangsdaten (s. o.) sämtliche Berechnungs- und Anwendungsschritte nachvollziehbar dokumentiert.

Stochastic Frontier Analysis:

Das Verfahren der SFA beruht auf Annahmen bezüglich der Abweichungen der Istwerte von einer Kosten- oder Produktionsfunktion. Dabei werden mitunter Verteilungsannahmen unterstellt, inwieweit sich die Abweichungen in Ineffizienz und stochastische Effekte aufteilen sollen. Durch Festlegung dieser Annahmen werden die resultierenden Ergebnisse mitbestimmt. Der Grad der resultierenden Ineffizienz wird somit möglicherweise ex ante innerhalb des Modells vordefiniert und eröffnet Möglichkeiten der subjektiven Beeinflussung. Bezüglich dieser Verteilungsannahmen

wurde bislang noch kein entsprechender Nachweis der Sachgerechtigkeit – für welche Verteilung auch immer – erbracht.

Das Verfahren ist mathematisch äußerst komplex und anspruchsvoll. Die Schwierigkeiten der Reproduktion der Ergebnisse gehen daher noch weit über die o. g. Probleme einer DEA hinaus. Das Kriterium der Transparenz in der Anwendung lässt sich daher in keinsten Weise sicherstellen.

Bei der Anwendung der SFA wird eine wissenschaftliche Genauigkeit suggeriert,

die aber durch Veränderung der Parameter bzw. Annahmen beliebig infrage gestellt werden kann.

Regressionsanalyse

Statt diese beiden problematischen Frontiermethoden anzuwenden, sollte im Grundsatz eine Durchschnittsmethode auf der Basis einer Regressionsrechnung (Ordinary Least Squares, OLS) zur Anwendung kommen. Objektive strukturelle Unterschiede zwischen den einzelnen Netzbetreibern lassen sich bei der Anwendung berücksichtigen.

Dies ist im Übrigen ihre zentrale Funktion: Die Regression ist eine Methode der Zusammenhangsmessung.

Die Erstellung eines Regressionsmodells ist sicherlich aufwändig und komplex. Die Anwendung hingegen ist trivial, da eine einheitliche Kostenfunktion für alle Unternehmen entsteht. Die einzelnen Parameter eines jeden einzelnen Netzbetreibers müssen sodann nur in diese Funktion eingesetzt werden. (Gerade dies geschieht bei der DEA nicht, hier resultieren für jedes EVU individuelle Gewichte für die Parameter.) Die Ergebnisse der Anwendung eines Modells lassen sich somit im Unterschied zur DEA bzw. SFA „mit dem Taschenrechner“ nachvollziehen. Die Erstellung eines Regressionsmodells sollte durch die BNetzA auf der Basis der Unternehmensdaten der deutschen Netzbetreiber erfolgen. Um eine möglichst breite Akzeptanz zu gewährleisten, empfiehlt es sich, hinsichtlich des Modells zwischen der Behörde und der Branche einen Konsens zu erzielen und die Eckpunkte in einer verbindlichen Form festzuschreiben.

Bei einer hinreichend großen Anzahl von Datensätzen sind die Modelle robust gegen Datenungenauigkeiten oder Ausreißereffekte einzelner Netzbetreiber. Dieses Kriterium ist bei der Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland ohne Probleme sichergestellt.

Das aus diesem Vorgehen resultierende Regressionsmodell ist weitgehend robust bei der Modellerstellung, da sämtliche potenziell relevanten Strukturmerkmale berücksichtigt werden können und auf deren Signifikanz getestet werden können. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass ein übersichtliches Modell mit nur wenigen Strukturkriterien (< 10) entsteht.

Durch das Regressionsmodell kann somit ein durchschnittlicher Netzbetreiber unter Berücksichtigung seiner strukturellen Bedingungen nachgebildet bzw. modelliert werden. Durch Vergleich dieser synthetisch ermittelten Durchschnittskosten mit den individuellen Ausgangswerten lässt sich ein von Unternehmensgröße und -struktur unabhängiger Benchmarkingwert ermitteln. Da hierdurch das durchschnittliche Niveau abgebildet wird, können Abweichungen davon aufgrund allgemeiner, ggf. branchenweit vorhandener Ineffizienzen durch eine allgemeine Verschiebung der Funktion abgebildet werden.

Der Einbezug von „teilendogenen“ Variablen (z. B. Leitungslänge) wird dringend empfohlen: Zum einen ist aufgrund der strukturellen Besonderheiten (z. B. geogra-

fische Faktoren) der Einsatz von Betriebsmitteln nicht beliebig frei durch das Unternehmen wählbar. Zum anderen ist das theoretische Beeinflussungspotenzial durch die Teilendogenität ein vergleichsweise harmloses Zugeständnis an die Aussagefähigkeit bei der Modellierung der realen Netzbetreiberumwelten. Die Gefahr der missbräuchlichen Beeinflussbarkeit (sofern diese überhaupt realistisch ist) wird durch den enormen Erkenntniszuwachs und die Genauigkeit überkompensiert.

Kostenbasis und vereinfachte Netzneubewertung

Die Anreizregulierung und das Benchmarking müssen sich auf die Gesamtkosten (TOTEX) beziehen. Vor dem Hintergrund von Wahlrechten zur Aktivierung ist eine Beschränkung auf Betriebskosten (OPEX) oder Kapitalkosten (CAPEX) nicht zielführend. Eine getrennte Betrachtung von OPEX und CAPEX verbietet sich, da sie in weiten Teilen wechselseitig substituierbar sind.

Für die Ermittlung von Obergrenzen ist die grundlegende Differenzierung zwischen beeinflussbaren Kostenanteilen einerseits und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen andererseits von wesentlicher Bedeutung. Effizienzvorgaben dürfen sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen. Die von der BNetzA gewählte Nomenklatur teilt die Kosten in „dauerhaft“ und „vorübergehend“ nicht beeinflussbare Kosten sowie „beeinflussbare“ Kosten ein. Eine solche Differenzierung von Kostenanteilen ist im Gesetz nicht angelegt und überdies irreführend. Im Effekt sind hiernach „beeinflussbare Kosten“ solche, die nach der Effizienzmessung als vollständig abzusenkende Kosten resultieren. Hier muss der Verordnungsgeber klare Bedingungen schaffen: Als beeinflussbar kommen nur Kostenanteile in Betracht, die der Netzbetreiber gegenwärtig oder zukünftig steuern kann. Als nicht beeinflussbar sind daher solche Anteile anzusehen, die lediglich in der Vergangenheit steuerbar waren, es aber nunmehr nicht mehr sind. Dies gilt insbesondere hinsichtlich Altinvestitionen. Ebenso ist das Postulat der Zumutbarkeit auch bei der Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile von wesentlicher Bedeutung.

Die BNetzA hat das Problem insbesondere der unterschiedlichen Aktivierungspraktiken zwischen den Netzbetreibern erkannt, das, sofern unberücksichtigt, ein Benchmarking fundamental verzerren würde. Um dem entgegenzuwirken, schlägt sie die

Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters vor. Dieses ist in der Praxis jedoch nicht umsetzbar. Um mit einem Benchmarking über den Effizienzpfad zu einem „Zielniveau“ der Kosten zu gelangen, empfiehlt sich dringend eine Netzneubewertung. Dies hat den Vorteil, dass vor der Einführung der Anreizregulierung für alle Netzbetreiber eine gleiche Ausgangsbasis geschaffen wird. Auch die parallele Führung eines weiteren Rechenwerks (neben technischem und rechnungswesenbasiertem Mengengerüst) wird obsolet. Um den Arbeitsaufwand einer vollständigen Netzneubewertung zu umgehen, sollen dabei die wesentlichen Betriebsmittel mit Standardpreisen bewertet werden. Hierdurch lassen sich bei vertretbarem Arbeitsaufwand schon hinreichend belastbare Ergebnisse erzielen. Ausnahmen von der Durchführung der vereinfachten Netzbewertungen sollten nicht zugelassen werden, da sich unabhängig von der Frage, ob sich dies für das betreffende Unternehmen positiv oder negativ auswirkt, der Vergleichsmaßstab für alle anderen Unternehmen verzerrt werden kann.

Überführung der Benchmarkingergebnisse in den Effizienzpfad

Aus dem Benchmarking im engeren Sinne ergibt sich ein Effizienzwert. Dieser muss in eine Kostenreduktion in Euro überführt werden. Hierbei müssen die Unsicherheiten der Benchmarkingmethoden und deren scheingenauer Ergebnisausweis berücksichtigt werden.

Sollten gegenüber dem kostenbasiert ermittelten Eingangsniveau nach NEV zur Sicherstellung der Versorgungsqualität zusätzliche Reinvestitionen erforderlich sein, so ist auch ein Ansteigen des Effizienzpfades möglich. Wichtig ist, dass bei aller Methodendiskussion die Praxis nicht aus den Augen verloren wird: Es dürfen im Effekt nur solche Kostenreduktionen von den Netzbetreibern gefordert werden, die auch realistisch umsetzbar sind (Zumutbarkeitskriterium!).

Weitere Pfadkomponenten

Die Inflationsentwicklung ist angemessen zu berücksichtigen. Nach Berechnungen der GEODE ergibt sich beim allgemeinen Produktivitätsfortschritt ein Wert von ca. 1 % pro Jahr.

Für Erweiterungsinvestitionen sollte in der Regulierungsformel ein zusätzlicher Faktor vorgesehen werden. Dieser muss sich (in seiner Einheit) auf Erlöse beziehen, kann

jedoch auf technischen Größen basierend gebildet werden. Hierfür kommen beispielsweise infrage: zusätzliche Abnahmemengen, Anschlussleistungen, Leitungslängen etc. Die Überlegungen der BNetzA können diesbezüglich weitgehend unterstützt werden.

Folgesystem

Das Anreizregulierungskonzept der GEODE ist ohne zeitliche Limitierung darauf ausgelegt, eine beliebige Aufeinanderfolge von Regulierungsperioden zu ermöglichen. Dies führt dazu, dass die Effizienzen der Einzelunternehmen nicht wie bei bisherigen Konzeptvorschlägen notwendigerweise vollständig konvergieren und zu systematisch sinkenden Netzentgelten führen. Es wird vielmehr sichergestellt, dass in beliebig aufeinander folgenden Regulierungsperioden Effizienz und Qualität ein optimiertes Ergebnis der Marktentwicklung darstellen.

Dies lasst auch die Möglichkeit zu, dass Effizienzpfade ansteigen, wenn die jeweils vorliegenden Bedingungen dies erfordern.

GEODE-System ist flexibel und schafft echte Effizianzanreize

Eine Anreizregulierung wird ihrem Namen gerecht, indem sie tatsächlich Anreize für eine angemessene Qualität der Versorgung mit Gas und Strom zu einem angemessenen Preis für den Netznutzer bei einer angemessenen Rendite für den Netzbetreiber schafft. Anreizregulierung darf nicht als Deckmantel für umfangreiche Kostensenkungsprogramme missbraucht werden, welche die Überlebensfähigkeit der Netzbetreiber massiv bedrohen und damit eine sichere Energieversorgung gefährden.

Das hier von der GEODE vorgestellte Konzept für eine Anreizregulierung zeigt auf, dass die eben formulierten Zielbedingungen

erfüllt werden können. Dabei ist von zentraler Bedeutung, dass das System in seinen Bestandteilen und im Zeitablauf möglichst flexibel gestaltet ist, damit konkrete Erfahrungswerte berücksichtigt werden können. Ebenso wichtig ist, dass eine effiziente Leistungserbringung vor dem Hintergrund einer möglichst langfristigen Planungssicherheit und Zumutbarkeit für die Netzbetreiber herbeigeführt wird.

Dipl.-Kfm. R. Westermann, Dipl.-Kfm. R. Kremp, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; Dipl.-Kfm. R. Pröll, BBH Becker Büttner Held, München
ralf.westermann@bet-aachen.de
Raimund.Proell@bbh-muenchen.de