

Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums zur Anreizregulierung

Ralf Westermann; Ralph Kremp – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Nach einem umfangreichen Konsultationsprozess hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30. Juni 2006 dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorgelegt. Dieses ist nun gefordert, eine Anreizregulierungsverordnung (AnreizVO) zu entwickeln. Das BMWi hat sich zum Ziel gemacht, die Verordnungsgebung möglichst transparent zu gestalten. Hierzu sollen die wesentlichen Punkte mit den Marktteilnehmern diskutiert werden. Im November 2006 hat das BMWi zu diesem Zweck ein vierseitiges Eckpunktepapier vorgelegt, in dem es zu den wesentlichen Fragen rund um die Anreizregulierung stichpunktartig Stellung bezieht.

Die AnreizVO soll im Frühjahr 2007 durch den Bundesrat verabschiedet werden. Sie soll ein schlankes Format haben und der Regulierungsbehörde weit reichende Befugnisse einräumen. Zunächst ist jedoch eine **weitere Netzentgeltgenehmigungsrunde** geplant: In 2007 werden die Netzentgelte (auf Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, i.d.R. das Kalenderjahr 2006) für das Jahr 2008 genehmigt. Die dabei verwendeten Daten und Kosten sollen ferner als Eingangsgrößen für die Anreizregulierung dienen. Obwohl die Verordnung somit weit vor dem zunächst avisierten Startdatum 1. Januar 2008 für die „echte“ Anreizregulierung vorliegen sollte, ist eine weitere Kostenprüfungsrunde geplant. Dies lässt alleine den Schluss zu, dass das geplante Anreizregulierungssystem im Lauf des Jahres 2007 nicht stabil umsetzbar ist, sondern auch noch das Jahr 2008 beansprucht wird, um zum 1. Januar 2009 mit der Anreizregulierung zu starten. Die Kostenprüfung in 2008 wird als „Startphase“ der Anreizregulierung bezeichnet.

Sodann sind **zwei Regulierungsperioden zu je 4 Jahren** vorgesehen.

Die Anreizregulierung ist hinsichtlich ihrer Zielrichtung als „**Revenue Cap**“-Regulierung geplant. Das bedeutet,

dass die Regulierungsbehörden sich auf die Gesamterlöse aus Netzentgelten konzentrieren. Einzelpreise sind somit sinnvollerweise nicht Gegenstand der Bemühungen. Zum Ausgleich von Erlösunterschieden aufgrund reiner Mengenschwankungen ist die Einrichtung eines **Regulierungskontos** vorgesehen.

Die Erlösbegrenzung wird, von den aus der Kostenprüfung resultierenden Kosten ausgehend, maßgeblich durch die **allgemeine (X_{allg})** und die **individuelle (X_{ind}) Effizienzkomponente** geprägt sein. Der **allgemeine Produktivitätsfortschritt** der Branche X_{allg} wird für die erste Regulierungsperiode durch den Verordnungsgeber beziffert werden. Danach ist es an der BNetzA, jenen anhand von ab 2007 zu sammelnden Daten über Zeitreihenanalysen zu berechnen.

Die **individuelle Komponente** der Erlösbegrenzung resultiert aus einem **Effizienzvergleich**, den die BNetzA deutschlandweit durchführen soll. Hierbei sollen die beiden Extremwertmethoden **Data Envelopment Analysis (DEA)** und **Stochastic Frontier Analysis (SFA)** zur Anwendung gelangen. Das heißt, dass über zwei unterschiedliche Methoden das jeweils vermeintlich „beste“ Unternehmen ermittelt wird, an dem sich die übrigen

Netzbetreiber messen müssen. Da die individuellen Effizienzergebnisse beider Methoden sehr wahrscheinlich unterschiedlich ausfallen werden, soll das aus Sicht des betreffenden Netzbetreibers jeweils mildere Ergebnis herangezogen werden („**Best-Abrechnung**“).

Schwerwiegende **methodische Mängel beider Verfahren** kann dieses Vorgehen jedoch nicht heilen. Eine modifizierte Durchschnittsmethode wäre hier der zuverlässigere Ansatz, um Fehlsteuerungen zu vermeiden. Dagegen spricht sich das BMWi jedoch momentan noch aus.

Auch die Frage nach den **Kostenblöcken**, die in den Effizienzvergleich einbezogen werden sollen, ist noch nicht abschließend geklärt. 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 seien hiernach „beeinflussbare Kosten“ solche, die nach der Effizienzmessung als vollständig abzusenkende Kosten resultieren.

Das Positionspapier des BMWi schafft hier keine Abhilfe. Auch darin werden die drei von der BNetzA verwendeten Kostenbegriffe geführt, jedoch mit z.T. veränderter, nichts desto trotz ebenso missverständlicher inhaltlicher Beschreibung.

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 niemals oder lediglich in der Vergangenheit steuerbar waren, es aber nun zumindest nicht mehr sind. ►►

Anreizregulierung

Dies gilt insbesondere hinsichtlich der **Altinvestitionen**.

Kosten, die aus einer heute aktiv zu treffenden Entscheidung resultieren, sind als beeinflussbar zu bezeichnen. Als Beispiel kann hier die Ausstattung des unternehmenseigenen Fuhrparks dienen: Während sich Zeitpunkt und Höhe des Kostenanfalls zwar grundsätzlich und in gewissem Rahmen beeinflussen lassen, so sind diese jedoch nicht beliebig reduzierbar. Vergleicht man diese beeinflussbaren Kosten aber mit denen anderer Netzbetreiber, so kann sich ggf. Ineffizienz ausweisen lassen, wenn relativ teure Modelle bei stets kurzen Nutzungsdauern angeschafft werden.

Ebenso ist das Postulat der Zumutbarkeit auch bei der Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile von wesentlicher Bedeutung.

Die Begrifflichkeit der „Beeinflussbarkeit“ von Kostenanteilen hat jedenfalls weder etwas mit „Ineffizienz“ noch mit „Kosten, die aus ineffizientem Handeln resultieren“, noch mit „sonstigen Kosten“ (wie im Papier des BMWi bezeichnet) zu tun.

Zu- und Abschläge für strukturelle Besonderheiten sollen den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden

zusätzliche Freiheiten geben, die Effizienzergebnisse aus dem nationalen Vergleich, die veröffentlicht werden sollen, in Effizienzvorgaben für die einzelnen Unternehmen zu überführen.

Stärker als bisher diskutiert, ist die **Beteiligung der Landesregulierungsbehörden** zu vermuten: Die BNetzA soll sich um die technische Durchführung der *Effizienzvergleiche* kümmern, die letztliche Festlegung der *Effizienzvorgaben* soll anschließend dezentral erfolgen.

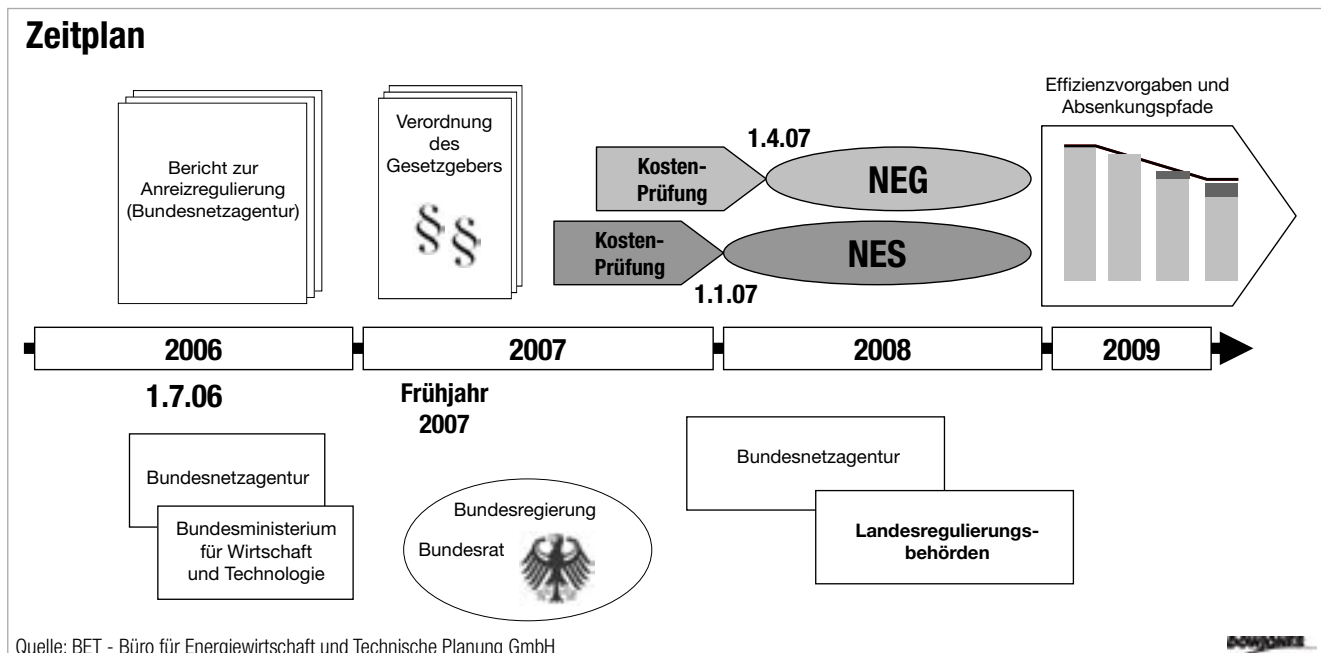
Dies ist aus föderalistischer Sicht sicherlich begrüßenswert. Ein Trennen von Effizienzergebnissen und effektiven Pfadvorgaben erscheint jedoch aus methodischen Überlegungen kritisch. Die Entwicklung einer Länderkonkurrenz ist überdies zu befürchten. Die zunächst angestrebte Konvergenz der Effizienzen der Einzelunternehmen auf ein einheitliches Niveau kann in einem solchen System, das nicht in sich geschlossen ist, nur zufällig funktionieren.

Dies gilt umso mehr, als die Bundesnetzagentur offensichtlich nur Vorschläge für Effizienzvorgaben machen soll. Die Landesbehörden sollen auf die zentrale Datenbank zurückgreifen

und weiterführende Vergleiche anstellen können.

Das Thema **Investitionen und Investitionsanreize** ist zweigeteilt zu betrachten: Vergleichsweise unproblematisch ist die Sicherung von **Neu- bzw. Erweiterungsinvestitionen**. Hier kann ein Erweiterungsfaktor in die Anreizformel eingestellt werden. Je weiteren Kilometer Kabel, Quadratmeter versorgter Fläche, abgesetzte Kilowattstunde o.ä. kann ein Betrag in Euro an zusätzlichen erlaubten Erlösen zugestanden werden.

Die **Ersatzinvestitionen** stellen ein größeres Problem dar. Vor allem die Ungewissheit bezüglich der tatsächlich vorhandenen und in Betrieb befindlichen Anlagen und dabei zuoberst das Alter der jeweiligen Anlagenteile ist hier problematisch. Physische Realität, technisches Anlagengitter, ggf. GIS und zuletzt die Anlagenbuchhaltung des Rechnungswesens zeichnen hier vollständig unterschiedliche Verhältnisse und Vorstellungen von den betreffenden Netzen. Nicht selten wurde bei Netzübernahmen beispielsweise eine einzige Position „Mittelspannungsnetz“ zu einem Kaufpreis in Millionen Euro eingebucht. ▶▶



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 ohne Weiteres umsetzbar und daher aktuell noch Gegenstand der Diskussion zwischen den Verbänden und dem Ministerium. 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, können dabei die wesentlichen Betriebsmittel mit Standardpreisen bewertet werden. Hierdurch lassen sich bei vertretbarem Arbeitsaufwand schon hinreichend belastbare Ergebnisse erzielen.

Die **Qualitätsregulierung** soll sich entsprechend der mangelhaften Datenverfügbarkeit in der ersten Regulierungsperiode auf Pönalen an Kunden für Versorgungsstörungen und Servicemängel sowie Veröffentlichungspflichten von qualitätsrelevanten Kennzahlen beschränken.

Bis zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode sollen dann Daten vorliegen, die ein **Bonus-Malus-System** über einen „**Q-Faktor**“ in der Regulierungsformel erlauben. Außerdem soll ein **Qualitätsmanagementsystem (QMS)** eingeführt werden.

Letzteres erscheint insbesondere für kleinere Netzbetreiber eine überzogene Forderung zu sein. QMS zu etablieren, ist ein sehr aufwändiges Unterfangen. Derartige Systeme haben außerdem zunächst wenig mit der Qualität, die hier sichergestellt werden soll, zu tun.

Aus der Erkenntnis, dass das ganze Thema Anreizregulierung für kleine Netzbetreiber zu einem Aufwand führen kann, der den des herkömmlichen Tagesgeschäfts übersteigen könnte, erwuchst die Idee einer **Vereinfachungsregel**. Kleine Netzbetreiber – aktuell ist die 10.000-Kunden-Grenze im Gespräch – sollen zwischen der Teilnahme am umfassenden Regulierungssystem, einer NEV-Kostenregulierung und einer Erstreckungsgenehmigung wählen können.

Hier sollten jedoch lieber sofort die Schäden am Fundament beseitigt werden, anstatt die Risse im Putz zu kittieren. Besser wäre es, jetzt in der Einführungsphase ein für alle Netzbetreiber umsetzbares Konzept zu entwickeln. Ein Beispiel hierfür liefert die deutsche Sektion der GEODE, die einen eigenständigen Vorschlag in die Diskussion eingebracht hat.

Schlussbetrachtung

Das BMWi belebt mit seinem Eckpunktepapier die Diskussion um die Anreizregulierung wieder. Abgesehen von kleinen Änderungen orientiert sich das Ministerium weitgehend an dem Vorschlag der Bundesnetzagentur, welchem es an Einfachheit, Transparenz und Praktikabilität mangelt.

Hier sollte von dem Anspruch, am Schreibtisch eine perfekte deutsche Anreizregulierung zu entwerfen, die dann einfach reibungslos in die Praxis übertragen wird, abgerückt werden. Viele Aspekte werden erst im Lauf der Zeit ihre richtige und endgültige Form annehmen, was in der Natur der Sache liegt. Dies wird auch zum Januar 2009 noch der Fall sein, weswegen eine Verschiebung des Starts der Anreizregulierung um ein ganzes Jahr nicht nachvollziehbar ist. Mit ein wenig Ehrgeiz, Pragmatismus und vor allem gutem und konstruktivem Willen ist es möglich, den gesetzten Starttermin 1.1.2008 für die Anreizregulierung zu halten, ohne Gefahr zu laufen, in eine Fehlregulierung zu starten. Die unter dem Stichwort „Konsultationsprozess“ eingeforderten Konzeptvorschläge dafür liegen vor. Jetzt ist es an der Zeit, diese auch aufzugreifen. ■

Forschung & Entwicklung

Neue Sensortechnik optimiert Stromnetze

Die österreichische CTR AG hat eine neuartige Sensor-Technologie entwickelt, die Hochspannungsleitungen überwachen und Informationen für belastungsorientierte Lastflüsse liefern kann. Mittels funkabfragbarer Systeme, die auf Oberflächenwellen (SAW – Surface Acoustic Wave) basieren, sollen sich physikalische Größen wie Temperatur, Druck oder Spannung messen lassen.

Die zulässige Auslastung der Leitungen hänge nicht zuletzt von der Temperatur der Leiterseile ab, erläuterte CTR. „Bisher wurde diese über Windgeschwindigkeiten und die Umgebungstemperatur geschätzt, für genauere Aussagen braucht man jedoch auch Messungen. Kabelgebundene Lösungen entfallen hier wegen der hohen Spannung, Infrarot-Messungen funktionieren wegen der Seilschwingung meist nicht. Mit der SAW-Technologie lässt sich das lösen“, hob Alfred Binder von dem in Villach angesiedelten Unternehmen hervor.

Ein Lesegerät am Strommast funkt an den auf der Leitung montierten Sensor und der antwortet mit der Temperaturinformation, die zur Steuerung der Netzauslastung verwendet werden kann. Durch die Nutzung dieser zusätzlichen Informationen können Netzbetreiber abhängig von den vorhandenen Umgebungsbedingungen weniger oder mehr Energie über die Leitungen transportieren. Erste Installationen laufen bereits, informierte der Systementwickler.

Der SAW-Sensor besteht aus einem piezoelektrischen Kristall, auf dem metallische Strukturen aufgebracht werden. Da sich der Kristall temperaturabhängig ausdehnt oder zusammenzieht, führt dies zu einer Laufzeitänderung des empfangenen Signals.