

**Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)**  
**bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

**Stellungnahme zur Anreizregulierung im Energiesektor**

auf Basis des Entwurfs der Anreizregulierungsverordnung (ARegV-E) Stand 4. April 2007

22. Mai 2007

1. Der Übergang von der Kostenregulierung zu einer Anreizregulierung ist wettbewerbspolitisch sinnvoll. Eine Kostenregulierung kann in einer marktwirtschaftlichen Ordnung nur als ultima ratio in Betracht kommen. Jeder andere Regulierungsansatz, der die Kreativität der beteiligten Unternehmen herausfordert und sie selber motiviert, in kosteneffizienter Weise sichere und bedarfsgerechte Netze zu schaffen und zu unterhalten, ist zweifelsohne besser.
2. Im Energiebereich verpflichtet § 21a EnWG den Gesetzgeber, eine Anreizregulierung zu schaffen, die die Unternehmen motiviert, durch Ausbau-, Rationalisierungs- und Kostensenkungsprogramme – unter Beachtung der gesetzlichen Qualitätsvorgaben für die Sicherheit und die bedarfsgerechte Erweiterung der Netze – zusätzliche Gewinne zu erzielen, wenn sie die Effizienzziele der Regulierungsbehörde übererfüllen.
3. Die Anreizregulierung hat bereits in der ersten Regulierungsperiode auf der Basis effizienter Kosten anzusetzen. Die realen, historischen Kosten dürfen nicht ungeprüft beim Start der Anreizregulierung zur Grundlage gemacht werden; denn das könnte verzerrend und diskriminierend wirken. Das System der Anreizregulierung soll die Herausbildung effizienter Netz- und Betriebsstrukturen fördern und nicht den Status quo, sofern dieser nicht effizient ist, konservieren. In diesem Zusammenhang ist bei einer etwaigen Anwendung des Erweiterungsfaktors (§ 10 Abs. 2 Satz 3 ARegV-E) dem Umstand Rechnung zu tragen, dass sich die maßgeblichen Parameter (z.B. durch Wegfall eines großen Industriebetriebs oder Wärmesaniierung großer Gebäude) so entwickeln, dass die zulässigen Erlöse

vermindert werden müssen. Daher ist das Wort „erhöhen“ durch das Wort „ändern“ zu ersetzen.

4. Die Effizienzprüfung bezieht sich nicht nur auf die einzelnen Elemente der bestehenden Netze; in die zukunftsbezogene Effizienzbetrachtung ist vielmehr auch die Prüfung einzubeziehen, ob ein Netz unter dem Aspekt von Skalenerträgen eine effiziente Größe hat. Wenn dies zu verneinen ist, so ist ein auf der Kooperation bzw. Fusion benachbarter Netzbetreiber basierendes virtuelles Netz als Maßstab heranzuziehen, und effiziente Kosten sind dann nur nach Maßgabe eines solchen (virtuell) erweiterten Netzes festzulegen. Dadurch werden kleinere oder kommunale Netzgesellschaften nicht aus dem Markt gedrängt, sondern Anreize zu effizienteren Organisationsgrößen und -strukturen gesetzt.
5. Die Anwendung der DEA-Methode nach § 12 ARegV-E muss unternehmensgrößenneutral sein und darf keine systematische Begünstigung kleinerer Netzbetreiber verankern, wie jetzt in Anlage 3 Punkt 4 des Entwurfs vorgesehen. Es ist nicht von vornherein davon auszugehen, dass kleinere Netzbetreiber auf einem geringeren Effizienzniveau operieren (müssen) als größere Unternehmen. Die in § 24 ARegV-E vorgesehene Einschränkung der Anwendung der allgemeinen Vorschriften der ARegV-E auf kleinere Unternehmen darf keinesfalls erweitert werden; eine Anwendung des § 24 ARegV-E auf konzernabhängige Netzbetreiber größerer Energieversorgungsunternehmen oder solche Netzbetreiber, auf die größere EVU einen wettbewerbsrelevanten Einfluss haben, sollte vom Gesetzgeber ausgeschlossen werden. Andernfalls würde der Zweck der Anreizregulierung gerade dort, wo Effizienzpotentiale zu vermuten sind, verfehlt.
6. Die ARegV muss sicherstellen, dass alle Netzbetreiber bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode – nach 8 Jahren – an das effiziente Niveau herangeführt sind. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist der insgesamt 8-jährige Anpassungszeitraum bereits sehr großzügig bemessen.
7. Die Startwertbestimmung des Kostenniveaus muss sich auf der Grundlage des Vergleichsverfahrens (§§ 22ff. Strom- und §§ 21ff. Gasnetzentgeltverordnung)

auch auf die Kosten des Netzbetriebs beziehen. Deshalb ist zu prüfen, ob diese Kosten einschließlich der auf den Netzbetrieb entfallenden, im Einzelnen aufgeschlüsselten Gemeinkosten denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen.

8. Die Anreizregulierung darf die Obergrenze des Netznutzungsentgelts nicht unterhalb des hypothetischen Wettbewerbspreises festsetzen. Über dem hypothetischen Wettbewerbspreis liegende Kosten aus bestehenden Verträgen (z.B. Arbeitsverträge, langfristige Dienst- und Werkverträge) sind in zumutbarer Weise abzubauen; § 11 Abs. 2 ARegV-E schafft insofern einen zu weit reichenden Bestandsschutz. Bei der Festlegung von Erlösobergrenzen müssen als Instrumente, die ineffizient operierende Unternehmen einzusetzen haben, rechtlich zulässige Kündigungen und Anpassungen von Verträgen berücksichtigt werden. Eine wirksame Anreizregulierung darf mittel- und langfristig keine Ineffizienzprämien zulassen.
9. Die Kostenbasis für die Ermittlung der Erlösobergrenzen als Ausgangsniveau für die Anreizregulierung bildet zugleich die Grundlage für den Effizienzvergleich der Netzbetreiber. Die Kostenbasis ist auf Basis der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung zu bestimmen; insbesondere gelten die zentralen kostenrechnerischen Elemente der §§ 6 ff. dieser beiden Verordnungen zur Bildung der kalkulatorischen Abschreibungen und der Ermittlung des Eigenkapitals. Die von der BNetzA für den Effizienzvergleich befürworteten Abweichungen von der Systematik der beiden Netzentgeltverordnungen sind zu billigen. Diese Abweichungen entsprechen anerkannten üblichen betriebswirtschaftlichen Grundsätzen, die auch für die Feststellung der Startwerte für die Anreizregulierung gelten sollten.
10. Auch nach Wirksamwerden einer funktionstüchtigen Anreizregulierung sind die nach § 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG die „unbeeinflussbaren“ Kostenanteile regelmäßig der Effizienzprüfung zu unterwerfen.
11. Um der sachlichen Klarheit willen ist zudem zu fordern, dass zukünftig nur die „reinen Netzentgelte“ als „Netzentgelte“ bezeichnet werden und Sonderlasten

(EEG, KWK, Redispatching-Kosten, ...) etwa als „politisch gewollte Umlagekosten“ ausgewiesen werden. Damit entfielen ein Teil der sachlichen und sprachlichen Probleme in diesem Bereich. Diese Korrektur bedarf allerdings einer Neuregelung durch den Gesetzgeber.

12. Die BNetzA hat zu Recht die Standardisierung der Abschreibungen auf der Basis der mit der Inflationsrate indexierten historischen Anschaffungskosten bzw. der Tagesneuwerte empfohlen. Damit wird die auf § 6 Abs. 4 der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung beruhende unglückliche Spaltung der Abschreibungsbasis für „Altanlagen“, die vor dem 1.1.2006, und „Neuanlagen“, die nach dem 1.1.2006 angeschafft worden sind, aufgegeben. Der Entwurf der ARegV sollte dementsprechend geändert werden. Für die Ermittlung der Kosten müssen die jeweils aktuellen Beschaffungspreise und der aktuelle Faktorverbrauch herangezogen werden, weil auch neue Wettbewerber auf dieser Basis kalkulieren müssen.
13. Das in § 6 Abs. 6 der Strom- bzw. der Gasnetzentgeltverordnung angeordnete Verbot eines Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, wenn eine Anlage vollständig abgeschrieben ist („Abschreibung unter Null“), ist verfehlt. Das grundsätzliche Verbot der Abschreibung unter Null widerspricht nicht nur der üblichen betriebswirtschaftlichen Handhabung, sondern ist wettbewerbsschädlich, da es auch für den Fall einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder Begründung eines Schuldverhältnisses gilt. Das Verbot, welches von § 14 Abs. 2 ARegV-E übernommen wird, würde künftig die „Wanderung der Anlagen zum besseren Wirt“ behindern, da der Erwerber den Kaufpreis der Anlage nicht abschreiben kann. Für zurückliegende Fälle bedeutete es einen Eingriff in bestehende Rechtsverhältnisse und käme einer Teilenteignung gleich. Eine Abschreibung unter Null ist allerdings dann nicht zu rechtfertigen, wenn sie kollusiv der Umgehung der Abschreibungsregelung dient, indem Transaktionen innerhalb eines Konzerns oder zwischen Unternehmen zu nicht marktüblichen Konditionen stattfinden.
14. Die in § 7 Abs. 4 bis 6 Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung enthaltenen Regelungen für die Höhe des anzusetzenden Eigenkapitalzinssatzes, die auch bei

der Anreizregulierung (§ 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 6 ARegV-E) zu beachten sind, entsprechen nur beschränkt den heute im Unternehmenssektor angewendeten Methoden. Diese Methoden greifen auf das „Capital Asset Pricing Model“ (CAPM) zurück. Danach wird der Eigenkapitalzinssatz aus dem „risikolosen“ Zins zuzüglich eines Risikozuschlages gebildet, der sich aus dem unternehmensspezifischen Risikofaktor (Beta) und der Marktrisikoprämie zusammensetzt. Der Betafaktor kann auch für nicht-börsennotierte Unternehmen oder Geschäftsbereiche durch Analogieverfahren geschätzt werden. Für die Ermittlung der Gesamtkapitalkosten sollte, wie in der Praxis üblich, ein gewogener Kapitalkostensatz verwendet werden, der mit den Anteilen des Eigen- und Fremdkapitals gewichtet ist („weighted average cost of capital – WACC“).

15. Qualitätsvorgaben (wie in §§ 18ff. ARegV-E) sind für ein wirksames Regime der Anreizregulierung unverzichtbar. Wünschenswert ist, dass sich einzelne Unternehmen freiwillig auch schon in der ersten Regulierungsperiode der Qualitätsregulierung unterziehen können. Deshalb ist es auch empfehlenswert, der BNetzA die Möglichkeit zu geben, schon während der ersten Regulierungsperiode die Qualitätsregulierung zu betreiben. Voraussetzung ist, dass die dazu verfügbaren Daten zuverlässig sind.

***Arnold Picot (Vorsitzender), Juergen B. Donges (stellv. Vorsitzender),  
Wolfgang Ballwieser, Charles B. Blankart, Torsten J. Gerpott,  
Ludwig Gramlich, Hans-Jürgen Haubrich, Bernd Holznagel,  
Herbert Kubicek, Karl-Heinz Neumann, Franz Jürgen Säcker,  
Wolfgang Ströbele, Peter Vary***