

Stellungnahme zum ersten Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur

„Price Caps, Revenue Caps und hybride Ansätze“

Köln, den 03.03.2006

I. Einführung

Die Bundesnetzagentur hat bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zu einem umsetzbaren Anreizregulierungskonzept zu erstellen, der zuvor den betroffenen Wirtschaftskreisen zur Konsultation vorgelegt werden muss. Referenzberichte bilden die Grundlage für diesen Bericht. Die Bundesnetzagentur ermöglicht es der Fachöffentlichkeit, bereits diese Referenzberichte zu kommentieren, und diskutiert Schwerpunktthemen der Anreizregulierung in den monatlich stattfindenden Konsultationskreissitzungen.

In ihrem ersten Referenzbericht Anreizregulierung „Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze“ analysiert die Bundesnetzagentur die Vor- und Nachteile verschiedener Anreizregulierungsformen und kommt zu dem Fazit, dass unter den Gegebenheiten des deutschen Energiemarktes die Einführung eines Revenue-Cap vorzuziehen ist, der um ein Hybridelement zu ergänzen wäre, um mögliche Schwächen dieser Form der Anreizregulierung zu internalisieren.

Im Folgenden kommentiert der VKU zum einen das Ergebnis der Abwägung verschiedener Anreizregulierungssysteme und nimmt Stellung zu den einzelnen Abschnitten. Entsprechend ist diese Stellungnahme in zwei Teile gegliedert. In einem ersten Teil wird das von der Bundesnetzagentur abgeleitete Ergebnis bezüglich der adäquaten Regulierungsform analysiert. Im Anschluss daran werden Einzelpunkte in der Erörterung der Bundesnetzagentur inhaltlich kommentiert, auch wenn sie nicht unmittelbar mit der Entscheidung zwischen einem Price- und einem Revenue-Cap verknüpft sind. Vorsorglich wird darauf hingewiesen, dass diese VKU-Stellungnahme vorbehaltlich einer abschließenden Gesamtwürdigung des von der BNetzA für den Frühsommer angekündigten vollständigen Konzeptes für die Anreizregulierung und insofern auf der Basis der gegenwärtig veröffentlichten Referenzberichte der BNetzA erfolgt.

Im Folgenden beziehen sich die Zahlen in Klammern auf die entsprechenden Randziffern im Referenzbericht der Bundesnetzagentur.

II. Gesamtbetrachtung und Kommentar zu den Schlussfolgerungen

Die Ausgestaltung eines Anreizregulierungssystems ist geprägt von der Suche nach einem Interessenausgleich zwischen den Netznutzern und den Netzbetreibern. Nur so kann sich eine Balance zwischen dem Interesse an einer Preissenkung für die Energieverbraucher und der Deckung der effizienten Kosten der Netzbetreiber zur Erfüllung ihrer leitungsgebundenen Versorgungsaufgaben einstellen. Diese grundlegende Haltung spiegelt sich auch in den von der Bundesnetzagentur in (26) aufgestellten Regulierungskriterien wieder. Ein Interessenausgleich erfordert auch eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber durch den Regulierer.

Mit den Cap-Regulierungsformen der hybriden Erlösobergrenze und der Preisobergrenzen-Regulierung auf der Basis von Tarfkörben sind zwei Ausprägungen der Preisregulierung identifiziert, die zur Regulierung der Netzbetreiber geeignet erscheinen. Mit diesen Varianten können ausgeglichene und ausreichende Effizienzanreize erzeugen, Nachfrageänderungen abgebildet und finanzielle Risiken, die Nachfrageschwankungen mit sich bringen, berücksichtigt werden. In ihrer Abwägung zwischen diesen Regulierungsformen kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass die Einführung eines Revenue-Cap unter Berücksichtigung von Korrekturfaktoren für Prognosefehler und Hybridelemente, welche die Entwicklung der Kostentreiber (Mengeneffekte) in die Erlösobergrenzenregulierung integrieren, für den deutschen Energiemarkt als geeignet angesehen wird. Begründet wird diese Einschätzung mit dem geringeren Informationsaufwand und somit einem geringeren regulatorischen Eingriff sowie einer bereits durch die Netzentgeltverordnungen festgeschriebenen Tarifstruktur, bei der die Tarifgestaltungsfreiheit – ein wesentlicher Vorteil der Preisobergrenzenregulierung mit Tarifkorb – nicht voll zum Tragen käme. Während die relative Inflexibilität der Tarifstruktur ein erwägenswertes Argument ist, sollte das zweite Begründungselement der Bundesnetzagentur, dass der Informationsaufwand bei Revenue-Cap geringer ist, stark relativiert werden. Die Einführung von Revenue-Cap mit hybriden Ansätzen und Korrekturmechanismen erhöht die Komplexität und den Informationsbedarf sowie den operativen Verwaltungsaufwand für die Energiewirtschaftsunternehmen.¹

Für die genaue Festlegung der Ausgestaltung möglicher Hybridelemente und ihrer Gewichtung innerhalb der Revenue-Cap-Formel sind weitere Analysen vorgesehen. Die Einführung eines Revenue-Cap-Ansatzes, wie er von der Bundesnetzagentur

¹ Vgl. IPART (Regulator of New South Wales), Form of Economic Regulation for NSW Electricity Network Charges, Discussion Paper, 2001.

präferiert wird, ist nach VKU-Einschätzung diskussionsfähig, wenn die Erlöskontrollformel mit Hybridelementen versehen wird, die Veränderungen in den Kostentreibern (z.B. Mengenschwankungen) für den einzelnen Netzbetreiber berücksichtigen. Dies entspricht auch dem Vorschlag der Bundesnetzagentur (vgl. 109). Zu den Möglichkeiten der Einführung eines hybriden Revenue-Caps und zu den Gewichtungen der einzelnen Kostentreiber soll von der Bundesnetzagentur eine weit reichende Analyse vorgenommen werden, deren Ergebnisse im Rahmen eines späteren Referenzberichts der Fachöffentlichkeit vorgestellt werden sollen (vgl. 77). Diese sorgsame Überprüfung und Analyse der Möglichkeiten der Ausgestaltung einer hybriden Erlösobergrenzenregulierung ist aufwändig, ist jedoch auch erforderlich, um eine adäquate Berücksichtigung von Mengenschwankungen durch die Integration der korrekten Kostentreiber innerhalb der Regulierung zu gewährleisten. In diesem Kontext wird angeregt, die Möglichkeit von unterschiedlichen Kostentreibern für verschiedene Gruppen von Unternehmen zu beachten, da kleinere Netzbetreiber in der Regel eine andere Kostenstruktur als größere Netzbetreiber aufweisen und entsprechend die Kostentreiber und Gewichte in der Erlösobergrenzenformel eine andere Wirkung aufweisen werden. Ferner ist in die weitere Konzeptausgestaltung einzubeziehen, dass Mengenänderungen sich je nach Auslöser unterschiedlich auf Kosten und Erlöse auswirken können (z.B. Neuerschließung, Kundeninsolvenz).

Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass die Anwendung von Prognosewerten in der Erlösobergrenzenformel durch einen Korrekturmechanismus für Soll-Ist-Abweichungen unterstützt werden sollte (vgl. 113).

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten sollte die ergänzende Anwendung eines Renditekorridors – zumindest für die erste Regulierungsperiode – nicht ausgeschlossen werden (vgl. 69 - 74). Daneben wäre die Einführung eines „Effizienzübertragungsmechanismus“ empfehlenswert, der sicherstellt, dass die erzielten Effizienzgewinne für eine festzulegende Anzahl von Jahren bei dem Unternehmen verbleiben (vgl. 74).

III. Anmerkungen zum Einzelpunkten

Im Folgenden werden einzelne Punkte in den Ausführungen der Bundesnetzagentur gemäß der Abschnittsnummerierung kommentiert. Die Anmerkungen wären entsprechend in der Bewertung und Schlussfolgerung der Bundesnetzagentur aufzugreifen.

ad (23, 92) – Die Bundesnetzagentur führt aus, dass die in den Netzentgeltverordnungen enthaltene Verprobung der Netzentgelte (§§ 16 GasNEV, 20 StromNEV) sicherstellen soll, dass der Netzbetreiber sein Entgeltsystem auf der Prognose zukünftiger Mengenentwicklung fundiert. Im Kontext der vorgeschlagenen Revenue-Cap Regulierung wirft dies zwei wichtige Fragen auf:

- Wie werden die Mengen in ihrer Rolle als Netzkostentreiber in die Regulierungsformel integriert?

Die Effektivität dieser Art von Kontrollmechanismus ist in hohem Maße abhängig von den ausgewählten variablen Größen (Kostentreibern). Die variablen Größen der hybriden Erlösobergrenze müssen die Kostentreiber des Netzbetriebes exakt wiedergeben. Die auf die Entgelte aufzuteilenden Erlöse sollten aufgrund der prognostizierten Mengen und anhand einer adäquat gestalteten Revenue-Cap-Formel ermittelt werden. Ob alle Mengen, die für das Entgeltsystem relevant sind, in der jährlichen Ermittlung der zugelassenen Erlöse zu berücksichtigen sind, hängt von der Auswahl der Anpassungsparameter, d.h. signifikanten Netzkostentreibern in der Erlösobergrenzenformel ab (vgl. 91 und 92).

- Wie werden die Abweichungen zwischen Prognose- und Istwerten über ein Korrekturverfahren berücksichtigt?

Die Anwendung von Prognosewerten setzt ein Korrekturverfahren voraus. Das Korrekturverfahren sollte jährlich die Abweichungen zwischen Prognosen- und Istwerten anhand eines zusätzlichen Terms in der Erlösobergrenzenformel berücksichtigen (vgl. 93).

ad (26) – Als weiteres Kriterium könnte aus Sicht der Unternehmen noch die Möglichkeit zur Preisgestaltungsfreiheit aufgeführt werden. Dies impliziert die Forderung, die Regulierung auf den Netzbetreiber und nicht auf einzelne Spannungsebenen bzw. Produkte auszurichten.

ad (27) – Zur Unterscheidung zwischen allokativer und produktiver Effizienz wird vorgeschlagen, neben die Definition der allokativen Effizienz noch die Definition der produktiven Effizienz zu stellen, da die Anreizwirkung, die von der Anreizregulierung ausgeht, auf eine Steigerung der produktiven Effizienz abzielt. Eine mögliche Formu-

lierung zur Definition der produktiven Effizienz in diesem Kontext wäre: „Ausschöpfung der Kosteneinsparpotentiale, die bislang – aufgrund fehlenden Konkurrenzdrucks – nicht vollständig umgesetzt wurden.“

ad (28) – Es wird positiv anerkannt, dass als weiteres wesentliches Kriterium für die Regulierung die öffentliche und politische Akzeptanz eingeführt wird. Hierauf basiert, wie weiter ausgeführt wird, die Verlässlichkeit der Regulierung, die aus Sicht der betroffenen Unternehmen essentiell für ihre Planungssicherheit ist. Der VKU unterstreicht seine Erwartung, dass die Verlässlichkeit der Regulierung über die Dauer der Regulierungsperiode zu gewährleisten ist. Daher ist die öffentliche und politische Akzeptanz der Regulierung als Kriterium zur Beurteilung des Regulierungssystems und der über die Regulierungsperiode festgesetzten Parameter anzuwenden. Die Berücksichtigung dieses Kriteriums sollte aber während der Regulierungsperiode nicht zur Umsetzung von unvorhersehbaren Veränderungen im System führen. Der Verlässlichkeit der Regulierung kommt auch in diesem Zusammenhang für die Stadtwerke eine sehr hohe Bedeutung zu.

In diesem Kontext wären bei der Ausgestaltung des Regulierungssystems mögliche „Unsicherheiten“ wie mangelnde Datenqualität etc. zu diskutieren, die nicht nur zu einer Gefährdung der Überlebensfähigkeit des Unternehmens (z.B. über einen zu hohen individuellen X-Faktor), sondern auch zu einer mangelnden öffentlichen und politischen Akzeptanz der Regulierung (z.B. in Folge eines zu geringen X-Faktors und der hieraus resultierenden Zwischengewinne) führen können. Diese Implikationen könnten in der Ausgestaltung der Dauer der ersten Regulierungsperiode über eine verkürzte Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Ferner wird in diesem Zusammenhang die Einführung eines Renditekorridors angeregt. Ein weiterer Punkt, der die Verlässlichkeit des Systems aus Sicht der regulierten Unternehmen stärkt, wäre die Festsetzung der Prozeduren zur Ermittlung der Ausgangserlöse für die zweite Regulierungsperiode und die Behandlung der Zwischengewinne, da auch diese über die gesteigerte Verlässlichkeit die Anreizwirkung verstärken. Diese Mechanismen werden von der Bundesnetzagentur in (74) erwähnt.

ad (29) – Die Unterschiede zu einem kostenorientierten Regulierungsregime werden treffend mit den genannten drei Merkmalen beschrieben. In Ergänzung zu dem dritten Merkmal (und die Kommentierung zum vorangehenden Punkt aufgreifend) soll nochmals betont werden, dass es aus Sicht der Unternehmen wünschenswert wäre, zu Beginn der Regulierungsperiode nicht nur die Obergrenzen der Preise/Erlöse für mehrere Jahre zu fixieren, sondern auch die Regelungen für die Neufestsetzung der Regulierungsvorgaben und den Umgang mit den während der Regulierungsperiode zusätzlich erzielten Gewinnen festzulegen.

ad (34) und (35) – Zum Zusammenhang zwischen der Festsetzung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung und der Bestimmung des X-Faktors auf eine weitere Interaktion wird hingewiesen. Die Bestimmung des Niveaus der Ausgangsbasis ist in den Netzentgeltverordnungen Strom und Gas detailliert festgelegt. Im EnWG ist zusätzlich eine Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht-beeinflussbaren Kosten vorgeprägt und ist damit insbesondere für die Anwendung der Effizienzvorgabe von außerordentlicher Relevanz. Daher wird vorgeschlagen, in den Punkten (34) bzw. (35) aber auch im darauf folgenden Abschnitt 3.2 einen Zusammenhang zu den beeinflussbaren und nicht-beeinflussbaren Kostengrößen herzustellen.

ad (38) – Der VKU begrüßt, dass die Bundesnetzagentur der Festlegung des X-Faktors eine hohe Bedeutung beimisst und in einem separaten Referenzbericht den Zusammenhang zwischen X-Faktor, Effizienzsteigerungsanreizen, Effizienzgewinnen und Investitionsanreizen analysiert.

Zur Ermittlung der nicht-beeinflussbaren Kosten wird eine Prüfung der folgenden Systematisierung angeregt:

- Nicht-Beeinflussbarkeit aufgrund von **externen Gegebenheiten** (höhere Gewalt, Gesetzgebung, Netzentgelte vorgelagerter Netzbetreiber, etc.).
- Nicht-beeinflussbare Kosten, die auf **strukturelle Unterschiede** zwischen den Netzbetreibern (z. B. Stadt/Land) zurückzuführen sind. (Können innerhalb der Effizienzanalyse als Umweltparameter berücksichtigt werden bzw. zur Bildung von Strukturklassen herangezogen werden.)
- Nicht-beeinflussbare Kosten, die auf **Entscheidungen in der Vergangenheit** beruhen („ererbte Kosten“). In dieser Kategorie sollten Kosten, die durch unabsehbare Änderung der Versorgungsaufgabe, Managementwechsel, einem Wechsel der Eigentümer, Privatisierung oder Kosten, die durch einen veränderten Technologie- und Wissensstand heute nicht mehr anfallen würden, unterschieden werden.

Darüber hinaus ist zu diskutieren, inwieweit langfristig beeinflussbare Kosten im Sinne der Regulierung als nicht beeinflussbar einzustufen sind bzw. hierfür auch nur langfristige Effizienzziele gesetzt werden dürfen.

ad (39) – Die Anwendung des allgemeinen Verbraucherpreisindex (VPI) bzw. des harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) erscheint zur Berücksichtigung der allgemeinen Geldentwertung adäquat und dient der Minimierung der Kosten der Regulierung.

ad (40) – Wie bereits oben ausgeführt, wird empfohlen, bereits zu Beginn der ersten Regulierungsperiode die Prozeduren und Regeln für den Regulatory Review festzu-

setzen. Diese Regelungen sind eine wesentliche Komponente für die Verlässlichkeit der Regulierung aus Sicht der Unternehmen. (Vgl. auch die Ausführungen der Bundesnetzagentur in (42)).

ad (41) – Die Interdependenz zwischen Periodenlänge und der Entwicklung der allokativen bzw. produktiven Effizienz kann nach erster Einschätzung der Stadtwerke auch zu der Problematik führen, dass bei einer zu langen Festsetzung der Effizienzsteigerungsvorgaben die alloкатive Effizienz weiter gesteigert wird und gleichzeitig – bei zu hohen Vorgaben – keine Steigerung der produktiven Effizienz entsprechend den regulatorischen Vorgaben möglich ist. Entsprechend entsteht eine Lücke zwischen den tatsächlichen Kosten der Unternehmung und den Erlösen, die durch die Netzentgelte generiert werden. Insofern kann sich der in (41) geschilderte Zusammenhang auch zu Lasten der Unternehmen auswirken.

ad (42) – Es wird vorgeschlagen, zu den Ausführungen in (42) den bereits in (28) benannten Querverweis herzustellen.

ad (43) – Es ist darauf hinzuweisen, dass es in der internationalen Praxis durchaus üblich ist, Klauseln festzuschreiben, die ermöglichen, bestimmte Kosten, die bspw. durch Anforderungen des Gesetzgebers, Umweltauflagen oder höhere Gewalt entstehen sowie sonstige singulär bedingte Investitionen während der laufenden Preiskontrollperiode zu berücksichtigen, und regen an, einen entsprechenden cost pass through Mechanismus auch im deutschen Anreizregulierungsregime einzuführen.

ad (46) – Die explizite Beachtung von Nachfrageschwankungen², die nicht unmittelbar von dem Netzbetreiber beeinflussbar sind, trifft auf positive Resonanz beim VKU. Hierdurch können die unterschiedlichen Anreizwirkungen, die von Mengenänderungen in den verschiedenen Regulierungssystemen ausgehen, berücksichtigt werden.

ad (47) – Die explizite Verankerung der der Kategorie Versorgungsqualität innerhalb der Anreizregulierung ist unumgänglich. Dies erfordert eine solide Datenbasis und eine klare Formulierung der von den Unternehmen auch langfristig zu erreichenden Qualitätsziele als kontinuierliche Rahmenvorgabe innerhalb des Regulierungsregimes. Die detaillierte Behandlung dieses zentralen Bausteins in einem Referenzbericht der Bundesnetzagentur ist daher sehr zu begrüßen und dient als Grundlage für die weitere Erörterung der Frage des Zusammenspiels der langfristigen Sicherung der Versorgungsqualität und der kurzfristigen Effizienzsteigerungsvorgaben.

ad (50) – Aus rein theoretischer Sicht führen die beiden Formen der Anreizregulierung auch im Einproduktfall nicht zu dem selben Ergebnis, da auch hier der reine Revenue-Cap ein Umsatzziel vorgibt (und somit auch den Anreiz setzt die Mengen

² Dies bestimmt den Kern der hybriden Ansätze.

zu reduzieren und den Preis zu steigern). Der Price-Cap stellt im Einproduktfall eine Einzelpreisgenehmigung dar (und somit den Anreiz, die Mengen zu steigern schafft).

ad (57) – Bei der Erörterung der (theoretischen) Implikationen der Price-Cap Regulierung wird von der BNetzA ausgeführt, dass grundsätzlich die Problematik bestehen soll, dass die Preise für die Nutzung der Netzinfrastruktur sich an einer Ramsey-Struktur ausrichten und es somit möglich sei, dass Klein- und Haushaltskunden aufgrund ihrer relativ unelastischen Nachfrage in einem gesellschaftlich unerwünschten Maße mit Netzentgelten belastet werden könnten. Dies soll aus Sicht der Bundesnetzagentur (theoretisch) vermieden werden, indem die Netzentgelte je Spannungsebene einem separaten Cap unterworfen werden. Dies würde allerdings quasi einer Einzelpreisgenehmigung gleich kommen, die auch von der Bundesnetzagentur als zu weit gehender Eingriff in die unternehmerischen Freiheiten der Unternehmen gewertet wird. Eine mögliche Lösung ist die zusätzliche Einführung von Preisobergrenzen (supplementary caps) für einzelne Produkte (z.B. Entgelte der Klein- und Haushaltskunden).

Als Fazit bleibt, dass die Einführung einer Preisobergrenzenregulierung nur in Form eines gemeinsamen Preiskorbes für alle von dem jeweils betrachteten Netzbetreiber betriebenen Spannungsebenen sinnvoll erscheint und aus Sicht der Unternehmen befürwortet werden kann.

ad (58) – Die in (58) ausgeführten möglichen Einschränkungen, die sich aus unterschiedlichen Wettbewerbsintensitäten ergeben können, sind für die im Referenzpapier behandelten Netzstufen des Strom- und Gasbereichs wenig relevant, zumal die Ferntransportnetzebene Gas in (6) explizit aus den Erörterungen ausgeklammert wurde. Die Problematik einer gesellschaftlich unerwünschten Allokation auf Basis des Ramsey-Prinzips bleibt, wobei die Möglichkeit unerwünschter Verteilungswirkungen auch innerhalb einer Erlösobergrenzenregulierung besteht. Insoweit ist dieser Aspekt nicht relevant für die Systemwahl. In diesem Kontext muss auch berücksichtigt werden, dass gerade kleine Verteilnetzbetreiber, die lediglich eine Verteilerfunktion auf den unteren Spannungsebenen ausüben, einen großen Teil ihrer Kosten als nicht-beeinflussbare Kosten der vorgelagerten Netzebene erfahren, also entsprechende Änderungen (Einführung einer Ramsey-Preisstruktur beim vorgelagerten Netzbetreiber und eine entsprechende Kostenwälzung) auch als (relativ unelastische) Nachfrager nach Nutzung der vorgelagerten Netzebene erleben und diese Erhöhungen entsprechend an ihre Kunden weitergeben müssen.

Zielt die Argumentation in (58) auf das Verhältnis zwischen Netzebenen und der Erzeugung und dem Vertrieb, indem ein vertikal integrierter Netzbetreiber seine Netznutzungspreise für die verschiedenen Netzebenen so ausgestaltet, dass der assoziierte Vertrieb bei attraktiven Kunden Vorteile gegenüber Wettbewerbern erhält, so ist

diese Möglichkeit im adäquat regulierten Marktumfeld (Unbundling) grundsätzlich zu verneinen: Zum einen ist die Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Netzebenen durch die Netzentgeltverordnung vergleichsweise restriktiv vorgegeben und zum anderen fordert das Gebot der Diskriminierungsfreiheit, dass die Konditionen für die Nutzer der nachgelagerten Ebenen grundsätzlich gleich auszugestalten sind. Insofern wäre eine entsprechende Argumentation als nicht zutreffend für den deutschen Energiemarkt zu klassifizieren. In eine entsprechende Richtung argumentiert die Bundesnetzagentur auch in (97).

ad (59) – Der Argumentation der Bundesnetzagentur kann zugestimmt werden und es sollen nochmals die nicht vorhandenen Einflussmöglichkeiten des Netzbetreibers auf die Nachfrage herausgehoben werden.

ad (60) – Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht ist das geschilderte Verhalten der Netzbetreiber als durchaus positiv zu beurteilen.³ Eine Wertung der Bundesnetzagentur unterbleibt.

ad (61) – Einführung neuer Produkte in Price-Cap: Obwohl die Ausführung der Bundesnetzagentur nachvollziehbar ist, wird auf vorstellbare Lösungen hingewiesen. Die Relevanz dieses Problems in Deutschland ist beschränkt, da die Kostenzuordnung durch Netzentgeltverordnung relativ stark vorgeschrieben ist. Falls die Mengenschätzungen (und damit die Gewichtungen im Preiskorb) jährlich neu auf der Basis von künftigen Daten errechnet werden, ist die Einbindung neuer Preisstrukturen in das Cap relativ einfach zu bewältigen. Sind die Mengenschätzungen für die Dauer des regulatorischen Kontrollzeitraums festgelegt oder erfolgen diese auf der Basis von historischen Daten, würden zusätzliche Überlegungen zur Einführung neuer Produkte in die Tarifkorbobergrenze erforderlich sein. Z. B. fordert die Regulierungsbehörde von Victoria/Australien die Netzbetreiber auf zu schätzen, wie viel Elektrizität verkauft worden wäre (sowohl zu den neuen als auch zu den alten Tarifen), wenn der vorgeschlagene Preis im vergangenen Jahr angeboten worden wäre.⁴

ad (63) – Die Behauptung der Bundesnetzagentur, dass Erlössicherheit gewährleistet ist, nur korrekt wäre, wenn die Preiskontrollformel die richtigen Netzkostentreiber

³ Willig (1978) hat nachgewiesen, dass optionale nicht-linear Tarifstrukturen gegenüber einer reinen Ramsey-Struktur wohlfahrtsökonomische Überlegenheiten sind, da sie einen starken Anreiz zur Ausweitung der angebotenen Menge beinhalten. Vgl. Willig, R.D. (1978): Pareto-superior non-linear outlay schedules. The Bell Journal of Economics 9: 56-69.

⁴ Essential Services Commission (Office of the Regulator-General), Electricity Distribution Price Determination (2001-2005), Volume 2 Price Controls, Sept. 2001, P.8.

berücksichtigt (und dadurch die Erlösanpassung den Grenzkosten⁵ folgt) und ein Korrekturmechanismus für Soll-Ist-Mengenabweichungen besteht.

ad (67) – Aus VKU-Sicht ist die Einführung eines Revenue-Caps nur sinnvoll, wenn die Veränderung bestimmter Kostentreiber in der Erlöskontrollformel berücksichtigt wird. Nur hierdurch lassen sich Unsicherheitsfaktoren, die bspw. durch sich verändernde Nachfragemengen entstehen, in eine Erlösbergrenzenregulierung integrieren. Dies deckt sich mit der Aussage der Bundesnetzagentur in (75) – insofern ist die Vermutung, dass weniger detaillierte Informationen über die Preis- und Produktstruktur benötigt werden, zu relativieren. Zum strategischen Verhalten bei einer Price-Cap-Regulierung vgl. unsere Ausführungen zu (58).

ad (69) - (74) – Profit Sharing / Sliding-Scale-Mechanismen: Die Bundesnetzagentur spricht sich gegen die Einführung eines Renditekorridors aus. Der VKU befürwortet, dass die Bundesnetzagentur tief greifende Eingriffe in die Finanzstruktur der Unternehmen vermeiden möchte. Jedoch sollte auch erwogen werden, dass die Einführung eines neuen Regulierungsmodells auch auf Seiten der Unternehmen mit starken Unsicherheiten verbunden ist: Künftige Ereignisse und die konkreten Wirkungen der Regulierung sind für Unternehmen und Regulierer nur bedingt abschätzbar. Es kann also durch die Regulierung nicht nur – wie beschrieben – zu aus Sicht der Öffentlichkeit und des Regulierers überhöhten Renditen kommen, sondern auch zu Renditen, die unterhalb einer adäquaten Verzinsung des eingesetzten Kapitals liegen. Entsprechend kann eine Minimalrendite sicherstellen, dass die Netzbetreiber keine Verluste erleiden. Andererseits sorgt bei einer symmetrischen Gestaltung eine Maximalrendite wie ausgeführt dafür, dass die von den Netzbetreibern erzielten Gewinne ein bestimmtes Niveau nicht überschreiten dürfen, was wichtig für die politische Akzeptanz der Anreizregulierung wäre. Grundsätzlich verringern sich dadurch auch die Anreize zur Effizienzverbesserung, dieser Aspekt ist jedoch bei entsprechender Gestaltung der Obergrenze nicht von praktischer Relevanz. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten sollte die Anwendung eines solchen Mechanismus – zumindest für die erste Regulierungsperiode - nicht ausgeschlossen werden.

Daneben sollten – wie in (74) ausgeführt – die Anreize zu einer gleichmäßigen Effizienzsteigerung über einen „Übertragungsmechanismus“ gefördert werden: Generell werden sich die Anreize zur Effizienzsteigerung gegen Ende der Regulierungsperiode abschwächen, wenn die Netzbetreiber davon ausgehen, dass sie ihre Zwischengewinne in der darauf folgenden Regulierungsperiode vollständig an die Netznutzer weitergeben müssen. Daher wäre die Einführung eines „Effizienzübertragungsme-

⁵ In Praxis werden die Grenzkosten durch die Zuwachskosten, die aus zusätzlichen gelieferten Mengen resultieren, angenähert.

chanismus“ empfehlenswert, der sicherstellt, dass die innerhalb der Revision der Preiskontrolle festgestellten tatsächlichen Effizienzgewinne für eine festzulegende Anzahl von Jahren bei dem Unternehmen verbleiben. Wie oben bereits ausgeführt, sollte dieser Mechanismus zu Beginn der Regulierungsperiode bekannt sein.

ad (75) - (82) – Berücksichtigung von Mengeneffekten: Die Einführung eines Revenue-Caps ist nur sinnvoll, wenn die Erlöskontrollformel durch Hybridelemente ergänzt wird. Hierdurch wird der Erlös über eine Reihe vorher ausgewählter Parameter im Laufe der Zeit angepasst. Eine sorgsame Auswahl dieser Parameter erlaubt es, den Zusammenhang zwischen den Erlösen und den Kostentreibern realistisch nachzubilden. Die Hauptschwierigkeit bei der hybriden Erlösobergrenze besteht nach VKU-Auffassung darin, die Erlösanpassungsparameter festzulegen, da es keine eindeutigen Kostentreiber für die Zusatzkosten der Netzinfrastruktur gibt. So ist die verteilte Menge (MWh) oft nur eine sehr vereinfachende Annäherung für die Kostentreiber im Verteilnetz (Qualität, Zeit, Lokation und spezifischen Eigenschaften der nachgefragten Netzkapazität). Außerdem können Mengenänderungen verschiedene Auslöser haben, die ihrerseits unterschiedlich auf Kosten und Erlöse wirken (z.B. Neuereschließungen, Kundeninsolvenz). Daneben sollte berücksichtigt werden, dass sich die relative Bedeutung der Kostentreiber im Zeitablauf permanent ändert (z.B. durch sich wandelnde Nachfragebedingungen, unterschiedliche Netzauslastung und die Netzkonfiguration). Diese Veränderungen basieren auf Daten, die dem Regulierer zusätzlich bereitgestellt werden müssten. Vor allem bei der großen Anzahl Netzbetreiber in Deutschland wäre zu beachten, dass eine einheitliche Ausgestaltung der hybriden Erlösobergrenze für alle Netzbetreiber vermutlich nicht auf die Strukturen aller Netzbetreiber passt.

ad (84) Die Kriterienliste müsste ergänzt werden: Regulierungsaufwand besteht nicht nur für die Behörde, sondern auch für die Netzbetreiber. Dieser Aspekt kann insbesondere für kleine Unternehmen von wesentlicher Bedeutung sein.

ad (95) – Vergleiche hierzu die Ausführungen zu (58).