

28.05.2010 Die Rechtsprechung des 3. Kartellsenats des Oberlandesgerichts Düsseldorf zum Energierecht

Ich möchte Ihnen zunächst einen Überblick über aktuelle Entscheidungen des 3. Kartellsenats des Oberlandesgerichts Düsseldorf aus der letzten Zeit geben, insbesondere die Entscheidungen zu den Erlösobergrenzen. Dann werde ich auf Verfahren eingehen, die bereits verhandelt, aber noch nicht entschieden sind. Das sind Beschwerdeverfahren gegen die Erlösobergrenzen, bei denen der Effizienzvergleich im Mittelpunkt steht. Dabei kann ich selbstverständlich nur auf die in der mündlichen Verhandlung angesprochenen Streitpunkte eingehen. Das ist eine eher abstrakte Darstellung, denn die endgültige Beratung steht noch aus. Vorher werden die Parteien noch Stellung nehmen.

OPAL

Im Mai hat der Senat zwei Beschwerden gegen eine **Freistellungsentscheidung** der Bundesnetzagentur in der Hauptsache verhandelt. **§ 28 a EnWG** lässt unter engen Voraussetzungen für Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und anderen Staaten Ausnahmen von den Netzzugangsvorschriften der §§ 20 ff. EnWG zu. Eine solche Freistellung hat die Bundesnetzagentur am 25.02.2009 unter bestimmten Nebenbestimmungen für die **OPAL (Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung)** beschlossen. Für die zweite geplante Leitung, die **NEL, die Norddeutsche Erdgasleitung**, die innerhalb Norddeutschlands verlaufen soll, wurde eine Freistellung abgelehnt.

OPAL und NEL sind zusammen mit der **Ostsee-Pipeline Nord Stream (Nord Stream)** Gegenstand eines Projektes mit dem Ziel, eine weitere Transportroute und zusätzliche Kapazitäten für den Erdgastransport von Russland nach Westeuropa zu schaffen. Die Nord Stream soll von Wyborg (Russland) nach Greifswald (Deutschland) durch die Ostsee führen. Der landseitige Anschluss soll durch die Anbindungsleitungen OPAL und NEL erfolgen.

Die positive Entscheidung der Bundesnetzagentur zur **OPAL** stand unter dem Vorbehalt einer endgültigen Entscheidung durch die **Kommission**. Nachdem die Kommission das in 28 a Abs. 3 Satz 3 EnWG i.V.m. Art. 22 Abs. 4 der Richtlinie 2003/55/EG (Gasrichtlinie) vorgesehene Beteiligungsverfahren mit ihrer Entscheidung vom 12.06. 2009 abgeschlossen hatte, ergänzte die

Bundesnetzagentur am 07.07. 2009 ihren ursprünglichen Beschluss um die von der Kommission geforderten Auflagen.

Die **OPAL** ist nach dem Inhalt des Beschlusses für 22 Jahre ab Inbetriebnahme von den Vorschriften der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen. Die betrifft **den Netzzugang, die Netzzugangsentgelte und die Ausgleichsleistungen**. Nicht von der Freistellung erfasst sind die Gasmengen, die innerhalb Deutschlands ausgespeist werden sollen. Die Freistellung erfasst ausschließlich die Verbindungskapazitäten mit Einspeisung („Entry“) auf deutschem Staatsgebiet und Ausspeisung („Exit“) in Brandov in der Republik Tschechien.

Gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur richten sich zwei Beschwerden eines anderen Netzbetreibers. In diesen Verfahren wurden zusätzliche **Eilanträge** gestellt, um die Anordnung der aufschiebenden Wirkung der Beschwerden zu erreichen, weil ernstliche Zweifel an der Rechtmäßigkeit des angefochtenen Beschlusses bestünden. Über die Eilanträge ist im Dezember 2009 mündlich verhandelt worden. Die Eilanträge sind nach der Erteilung rechtlicher Hinweise in der Verhandlung zurückgenommen worden. Der Senat hat auch in der Verhandlung zur Hauptsache Zweifel an der Beschwerdebefugnis der jeweiligen Beschwerdeführerin geäußert, weil **ausschließlich Transitmengen** freigestellt sind.

Im Hinblick darauf, dass in der Hauptsache verhandelt, aber erst am 9. Juni verkündet wird, möchte ich es mit diesem Abriss bewenden lassen und nicht näher auf eine mögliche rechtliche Bewertung eingehen.

Eine weitere Freistellung hatten bislang die **Überregionalen Gasfernleitungsnetze**. Nach **§ 3 Abs. 2 GasNEV** können die Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze die Netzentgelte abweichend von der üblichen Kostenermittlung nach §§ 1 bis 18 GasNEV bilden, nämlich nach **§ 19 GasNEV** auf der Grundlage eines **Vergleichsverfahrens**. Voraussetzung dafür ist, dass ihr Fernleitungsnetz einem **wirksamen bestehenden oder potentiellen Wettbewerb** ausgesetzt ist. Die Bundesnetzagentur hat durch Beschlüsse aus September 2008 festgestellt, dass die überregionalen Gasfernleitungsnetze nicht zu einem überwiegenden Teil Leitungswettbewerb ausgesetzt seien. Daraufhin sind bei dem 3. Kartellsenat 10 Beschwerden der **Überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber** eingegangen.

Nachdem in den ersten Verfahren die Rechtsansicht des Senats deutlich geworden ist, hat ein Fernleitungsnetzbetreiber seine Beschwerde zurückgenommen. In acht Verfahren sind im Dezember 2009 und Januar 2010 Beschlüsse verkündet worden, in der neunten Sache im April 2010. **Nach Auffassung der Beschwerdeführerinnen** liegt Wettbewerb entsprechend dem Wortlaut des § 3 Abs. 2 GasNEV bereits dann vor, wenn die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte in Gebieten liegt, die auch über Fernleitungsnetze Dritter erreichbar sind. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur beruhe auf einem fehlerhaften Verständnis des **Gasferntransportmarktes** und **einer unbrauchbaren Marktabgrenzung**. Die **Differenzierung zwischen Ein- und Ausspeisung** führe zu einer Atomisierung der Märkte und zu einer künstlichen Bildung von Monopolstellungen. Die intensivste Form des Wettbewerbs soll der gemeinsame Betrieb einer Ferngasleitung durch mehrere Netzbetreiber sein– das sog. „**Pipe-in-Pipe**“-Modell -. Das hat uns nicht überzeugt.

Richtig ist, dass die Ein- und Ausspeisepunkte von mehreren Netzbetreibern erreicht werden. Aber ist das ein Indiz für bestehenden Wettbewerb? Die Nutzungsberechtigten finanzieren und betreiben die Leitung gemeinsam, so dass sie grundsätzlich Kenntnis von den Investitions- und Betriebskosten des anderen haben und damit einschätzen können, welche Erlöse er erzielen muss, um am Markt bestehen zu können. Nur die Vermarktung der Kapazitäten erfolgt getrennt. Daran die Erwartung zu knüpfen, dass die Unternehmen in gegenseitigen Wettbewerb zu Lasten ihrer gemeinsamen Investition treten werden, halte ich für gewagt. Die Betriebskosten als der wesentliche Teil der Netzentgelte entstehen gerade nicht unter der disziplinierenden Kontrolle von Mitbewerbern.

Besonderheiten ergaben sich bei der Marktabgrenzung: Ohne die Einführung des **Entry-Exit-Modells nach § 20 Abs. 1 b EnWG** wäre die Prüfung, ob das konkrete Fernleitungsnetz im Wettbewerb steht, relativ einfach. Die maßgebliche Frage wäre, ob auf der konkreten Lieferstrecke Transportalternativen bestehen. Diese Prüfung funktioniert mit dem **Zwei-Vertrags-Modell** nicht mehr, denn die Buchungen sind nicht mehr transportpfadabhängig. Transportbuchungen erfassen die Einspeisung bezogen auf den **virtuellen Punkt** und/oder die Ausspeisung, ebenfalls bezogen auf den virtuellen Punkt des jeweiligen Marktgebietes. Ein- und Ausspeisebuchungen sind aber nicht voneinander abhängig. Deshalb ist jeder

Einspeise- und Ausspeisepunkt auf bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb zu untersuchen. Ist Wettbewerb für die überwiegende Zahl der Einspeise- und Ausspeisepunkte feststellbar, dann kann der Netzbetreiber bei der Entgeltbildung das Vergleichsverfahren anwenden. Wir gehen mit unserer Betrachtung über den Wortlaut des § 3 Abs. 2 GasNEV – der nur die Ausspeiseseite ausdrücklich nennt – hinaus. Dort sind aber nur **Mindestanforderungen** aufgestellt.

Die Marktabgrenzung trifft nicht nur auf die **Besonderheit des Zwei-Vertrags-Modells**. Hinzu kommt, dass die betrachteten Überregionalen Gasfernleitungsnetze **natürliche Monopole** bilden. Wir haben deshalb das Vorliegen von Wettbewerb weniger an Wettbewerbs-Modellen der Ökonomie geprüft, sondern haben nach **signifikanten Merkmalen gesucht**, vor allem nach freien Kapazitäten. Von Wettbewerb kann nur die Rede sein, wenn **freie Kapazitäten** vorhanden sind, die ein alternatives Transportangebot ermöglichen. Nach dem am 4. August 2009 (gemäß § 62 Abs. 1 EnWG) vorgelegten **54. Sondergutachten der Monopolkommission „Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb“** ist die Kapazitätssituation an den **internationalen Grenzkuppelstellen** wie auch im Inland nach wie vor **das signifikante Wettbewerbshindernis** (S. 14, 120 ff., 125 ff. 139 ff.). Bestätigt wird dies durch eine **Untersuchung der Europäischen Union** aus dem Jahre 2005. Danach sind auf der Ost-West-Achse die Primärkapazitäten im Durchschnitt bis zum Jahr **2017** gebucht und die Leitungen bis zum Jahr **2015** vollständig ausgebucht.

Wir haben weiter nach dem **Wechselverhalten** der Kunden und nach dem **Preissetzungsverhalten** des Unternehmens gefragt. Wirksamer bestehender Leitungswettbewerb liegt dann vor, wenn die Preise für die Nutzung des überregionalen Fernleitungsnetzes durch tatsächlich bestehenden Wettbewerb kontrolliert werden. Nur wenn solche **Preissetzungsspielräume** nicht bestehen, soll der überregionale Fernleitungsnetzbetreiber von der kostenorientierten Entgeltbildung freigestellt werden. Das Vorliegen dieser Voraussetzungen haben wir in keinem der Verfahren feststellen können.

Außer Betracht gelassen haben wir die Möglichkeit, **unterbrechbare Kapazitäten** zu buchen. Dabei handelt es sich nur um eine Ausweidlösung, die mit Unsicherheit verbunden ist und daher einen deutlichen Wettbewerbsnachteil gegenüber etablierten Unternehmen mit langfristigen Buchungen darstellt.

Bei den betrachteten Überregionalen Fernleitungsnetzen handelt es sich auch nicht um einen **bestreitbaren Markt**. Einem freien und ungehinderten Marktzutritt potentieller Wettbewerber stehen Marktzutrittsschranken – Langzeitverträge, vertikale Integration der Fernleitungsnetzbetreiber und der von einem Stichtleitungsbau ausgehende Planungs- und Zeitaufwand – entgegen.

Die Beschwerden sind deshalb zurückgewiesen worden, ohne dass es auf die Frage der **Vereinbarkeit des § 3 Abs. 2 GasNEV mit Europäischem Recht** ankam. Damit greift § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV ein; danach werden die Netzentgelte **zum 01.01.2010 im Wege der Anreizregulierung** bestimmt. Die acht im Dezember 2009 und im Januar 2010 verkündeten Entscheidungen sind rechtskräftig; es ist keine Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof eingelegt worden. Einige der Entscheidungen werden gerade veröffentlicht. Darauf möchte ich wegen der weiteren Einzelheiten verweisen.

Pumpstrom

Der Bundesgerichtshof hat im November 2009 bestätigt, dass die Stromentnahme durch Pumpspeicherkraftwerke netzentgeltspflichtig ist. - EnVR 56-08 Bv 17.11.09 Vattenfall -

Die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken sind entgeltpflichtige Netznutzer i.S. der §§ 20 f. EnWG. Das Pumpspeicherkraftwerk ist als Letztverbraucher (§ 14 StromNEV) anzusehen, weil durch das Hochpumpen des Wassers Strom verbraucht wird. Daran ändert auch der Umstand nichts, dass mit dem Ablassen des Wassers wieder Strom zurückgewonnen wird, wenn auch nur in der Größenordnung von 75 bis 80% des eingesetzten Stroms. Zwar bildet der gesamte Vorgang wirtschaftlich betrachtet ein System, in dem Energie gespeichert werden soll. Die Energie wird aber zunächst verbraucht, indem sie in mechanische Energie umgewandelt wird. Damit liegt ein Letztverbrauch vor. Der Zweck des Verbrauchs kann daran nichts ändern. Eine analoge Anwendung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, der die Einspeisung von Strom von der Netzentgeltspflicht befreit, kommt nicht in Betracht, weil es an einer Lücke in den Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung fehlt. Der Gesetzgeber wollte mit der Entgeltspflicht jeden Stromverbrauch erfassen. Wenn er die Pumpspeicherkraftwerke in Bezug auf die Netzentgeltspflicht hätte privilegieren

wollen, hätte er für sie einen Ausnahmetatbestand geschaffen. Das hat er - im Gegensatz zu den Gesetzgebern anderer Staaten - nicht getan.

Bahnstrom

Im Dezember 2009 hat der Senat entschieden, dass die von der DB Energie erhobenen Entgelte für den Zugang zu dem von ihr betriebenen Bahnstromfernleitungsnetz gemäß § 23 a EnWG genehmigungspflichtig sind.

Zum Sachverhalt: Die DB Energie betreibt das **110-kV-/16,7 Hz-Bahnstromnetz**. Das Bahnstromnetz verbindet das **streckenbezogene Oberleitungsnetz** mit den **öffentlichen 50 Hz-Versorgungsnetzen**. Die **DB Netz AG** betreibt das Oberleitungsnetz wie auch die Schienenwege. Eisenbahnverkehrsunternehmen haben zwei Möglichkeiten, um den zum Betrieb ihrer Züge notwendigen Bahnstrom zu erhalten. Sie kaufen den Bahnstrom als fertiges Endprodukt von der DB Energie (Bahnstrom-Vollversorgung), die den 16,7 Hz-Bahnstrom unter Nutzung ihrer Bahnstromfernleitungen liefert. Oder sie kaufen den Strom von einem anderen Lieferanten. Voraussetzung ist der Zugang zum Bahnstromnetz der DB Energie. Dazu schließt die DB Energie mit dem Eisenbahnverkehrsunternehmen einen Netzzugangsvertrag oder mit dem Stromlieferanten des Eisenbahnverkehrsunternehmens einen Lieferantenrahmenvertrag ab, so dass dieser seinen Kunden eine all-inclusive Belieferung anbieten kann.

Ausgangspunkt der Prüfung ist § 3a EnWG. Nach dieser Vorschrift gilt das EnWG auch für die Versorgung von Eisenbahnen mit leitungsgebundener Energie, insbesondere Fahrstrom, soweit im Eisenbahnrecht nichts anderes geregelt ist. Wir setzen am Begriff der Versorgung an. Dieser umfasst nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 36 EnWG den Betrieb eines Energieversorgungsnetzes. Energieversorgungsnetze sind nach § 3 Nr. 16 EnWG Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über ein oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen. Das Bahnstromfernleitungsnetz erfüllt diese Voraussetzungen. Das Stromfernleitungsnetz der DB Energie wird somit vom grundsätzlichen Anwendungsbereich des § 3 a EnWG erfasst. Damit unterliegen die Entgelte für den Netzzugang der energierechtlichen Regulierung, es sei denn, das Eisenbahnrecht

enthält eine eigene Regelung.

Dies ist nicht der Fall. Weder das AEG noch die EIBV (Eisenbahninfrastruktur-Benutzerverordnung - EIBV) enthalten ausdrückliche Sonderregelungen über die Netzzugangsentgelte. Wir können auch nicht den Willen des Gesetzgebers erkennen, dass die Entgelte für den Zugang zum Stromfernleitungsnetz dem Bereich des EnWG entzogen und dem Eisenbahnrecht unterstellt werden. Zwar schließt § 2 Abs. 3 AEG Bahnstromfernleitungen ausdrücklich in die Legaldefinition der Eisenbahninfrastruktur ein. Daraus folgt aber nur, dass nach **§ 14 Abs. 1 Satz 1 AEG** diskriminierungsfreier Zugang zu gewähren ist. Hieraus folgt nicht, dass der Zugang zum Stromfernleitungsnetz und damit das Zugangsentgelt abschließend dem Regelungsbereich des AEG zuzuordnen ist. Das ist auch die Auffassung der Monopolkommission (vgl. Sondergutachten der Monopolkommission „Bahn 2009: Wettbewerb erfordert Weichenstellung“, aaO. Rn. 248 u. 252), die zur Klarstellung empfiehlt, den Zusatz „einschließlich der Bahnstromfernleitungen“ aus der Legaldefinition des § 2 Abs. 3 AEG zu streichen.

Ermittlung der Tagesneuwerte des Anlagevermögens, Preisindizes nach § 6 Abs. 3 Strom-/GasNEV

Die Probleme des **Beruhensnachweises** sind bekannt. Der **Bundesgerichtshof** hat in dem **Beschluss vom 7. April 2009 (- EnVR 6/08 - OLG Düsseldorf Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar)** zur Darlegungslast des Netzbetreibers zur Stellung genommen. Für die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Tagesneuwerte gemäß **§ 6 Abs. 3 Satz 2 Strom-/GasNEV** sind **anlagenspezifische oder anlagengruppen-spezifische Preisindizes** zu verwenden, die auf den Indexreihen des Statistischen Bundesamtes, und zwar den Veröffentlichungen "Preise und Preisindizes", Fachserie 16 und 17, beruhen. Die Fachserie 16 stellt den Index der tariflichen Stundenlöhne und Monatsgehälter dar, die Fachserie 17 den Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte. Die von dem Netzbetreiber mit dem Genehmigungsantrag einzureichenden Unterlagen müssen gemäß § 23a Abs. 3 Satz 4 Nr. 2 EnWG i.V. mit § 6 Abs. 3 Satz 2 Strom-/GasNEV auch Angaben zu der Umrechnung der

historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Tagesneuwerte enthalten. Um Klarheit zu schaffen, hat die BNetzA **am 17.10.2007 die Festlegungen zu den Preisindizes beschlossen**. Dagegen richten sich die Beschwerden zahlreicher Netzbetreiber. Zwischen den Verfahrensbeteiligten ist weitgehend unstrittig, dass die Produktivitätsentwicklung bei der Festlegung der Indexreihen zu berücksichtigen ist. Streitig ist, ob die Art und Weise, in der die Bundesnetzagentur die Produktivitätsentwicklung berücksichtigt hat, den Vorgaben der Strom-/GasNEV entspricht. Wir haben zu dieser Frage Mitarbeiter des Statistischen Bundesamts als Sachverständige gewinnen können. Die Gutachten sind im März eingetroffen. Die Beschwerdeführer haben zum Teil bereits Stellung genommen oder nehmen gerade Stellung. Darauf hat die BNetzA zunächst zu erwidern. Wie wir dann weiter verfahren, ist im Moment offen.

Der Bundesgerichtshof hat am 7. April 2009 (- EnVR 6/08 - OLG Düsseldorf Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar) entschieden, dass bei der Bestimmung der Höhe des Fremdkapitalzinssatzes entsprechend § 5 Abs. 2 GasNEV ein Risikozuschlag zu bestimmen ist. Der Bundesgerichtshof gibt (wie auch in dem Beschluss vom 14. August 2008 (KVR 42/07, WuW/E 2395 Tz. 50 ff. - Rhein Hessische Energie) vor, die Obergrenze für den anzuerkennenden Fremdkapitalzinssatz nach der Höhe des Zinssatzes zu ermitteln, zu dem sich der Netzbetreiber auf dem Kapitalmarkt langfristig Fremdkapital hätte verschaffen können. Der Bundesgerichtshof hat die Höhe der kapitalmarktüblichen Zinsen als unbestimmten Rechtsbegriff definiert. Ein Beurteilungsspielraum komme den Regulierungsbehörden hierbei nicht zu. Dabei könne die Höhe des Fremdkapitalzinssatzes nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Anleihen der öffentlichen Hand **zuzüglich eines angemessenen Risikozuschlags** bemessen werden. Für die Risikobewertung seien aus der Sicht eines fiktiven Kreditgebers die Einschätzung der **Bonität des Emittenten und die Art der Emission** maßgeblich, wobei jedoch **keine unternehmensscharfe Risikobewertung** vorzunehmen sei, sondern aus Gründen der Vereinfachung und Praktikabilität die Bildung sachgerecht abgegrenzter **Risikoklassen** geboten sei.

Das Oberlandesgericht Koblenz hat bereits zur Klärung dieser Frage (Beschluss vom 14. August 2008 (KVR 42/07, WuW/E 2395 Tz. 50 ff. - Rheinhessische Energie) einen Sachverständigen beauftragt. Wir haben mit den Parteien vereinbart, dass die BNetzA das in dem Koblenzer Verfahren aktuell erwartete Gutachten in anonymisierter Form in unser Verfahren einführen wird. Unter Umständen können die Feststellungen des Sachverständigen auch hier Entscheidungsgrundlage werden. Nach der im Jahr 2006 geschaffenen Vorschrift des § 411 a ZPO ist die schriftliche Begutachtung durch die Verwertung eines in einem anderen Verfahren erstellten schriftlichen Gutachtens möglich.

Festlegung vom 07.07.2008 zur Höhe der Eigenkapitalzinssätze

Der Senat hat einen Sachverständigen um Hilfe bei der Klärung der Frage gebeten, ob die von der Bundesnetzagentur (gemäß §§ 4, 6 ARegV und § 23 a EnWG) mit Beschluss vom 07.07.2008 – BK 4-08-068 - festgelegten Eigenkapitalzinssätze für **Neuanlagen in Höhe von 9,29% und für Altanlagen in Höhe von 7,56%, jeweils vor Steuern**, auf einer sachgerechten Methodik beruhen und angemessen sind. Insbesondere soll aufgeklärt werden, wie hoch der angemessene Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse gemäß § 7 Abs. 4 S. 1 GasNEV ist. Bei der Berechnung der Marktrisikoprämie stellen sich Fragen nach dem Referenzmarkt. Soll der Vergleich einen **weltweiten Referenzmarkt** erfassen oder besteht eine **Heimatmarktpräferenz**. **Interessant ist auch die Frage, ob ein regulatorisches Risiko zu bewerten ist?** Schließlich stellt sich auch die unter Ökonomen immer wieder strittige Frage, ob das **geometrische oder das arithmetische Mittel** anzuwenden ist.

Anreizregulierung

Freiwillige Selbstverpflichtung

Vom 21. Oktober 2008 stammt die Festlegung (Az.: BK6-08-006) zu dem Ausschreibungsverfahren für Verlustenergie und zur Bestimmung der Netzverluste gemäß §§ 27 Abs. 1 Nr. 6, 10 Abs. 1 StromNZV i.V.m. §§ 22 Abs. 1 und 29. Bereits vorher hatten mehrere Netzbetreiber der Bundesnetzagentur eine vom Bundesverband der Energie –und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) und dem Verband

kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) vorformulierte freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV zur Beschaffung von Energie zur Deckung von Verlusten gemäß § 22 Abs. 1 Alt. 1 EnWG, § 10 Abs. 1 StromNZV vorgelegt und erklärt, sich bei der Beschaffung von Verlustenergie an die in der freiwilligen Selbstverpflichtung beschriebene Vorgehensweise zu halten.

Hintergrund ist **§ 11 Abs. 2 ARegV**. Nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auch solche Kosten oder Erlöse, die sich aus Maßnahmen der Netzbetreiber nach der Strom-/GasNZV ergeben, wenn die Maßnahme einer wirksamen Verfahrensregulierung durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber unterliegen und die Regulierungsbehörde eine entsprechende Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV getroffen hat.

Die Bundesnetzagentur hat die Anträge auf Anerkennung des der freiwilligen Selbstverpflichtung zugrunde liegenden Verfahrens als wirksame Verfahrensregulierung und damit die entsprechende Festlegung abgelehnt. Dagegen richten sich mehrere Beschwerden mit der Begründung, die Bundesnetzagentur hätte diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einstufen müssen. Ziel der Beschwerden ist es, die Bundesnetzagentur stuft entweder die freiwillige Selbstverpflichtung der Netzbetreiber oder jedenfalls die Festlegung der Bundesnetzagentur als wirksame Verfahrensregulierung ein.

Der Senat hat in den bereits verkündeten Entscheidungen eine entsprechende Verpflichtung der Bundesnetzagentur, die Festlegung vom 21.10.2008 (Az.: BK6-08-006) als wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV festzulegen, verneint.

Abzustellen ist darauf, ob es sich um Kosten handelt, die der Beeinflussung durch den Netzbetreiber entzogen sind. Handelt es sich um unbeeinflussbare Kosten, dann folgt die Verpflichtung, sie auch als solche anzuerkennen, bereits aus § 21 a Abs. 4 EnWG. Die Vorschrift ordnet die Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen an. Die Feststellung als „wirksam verfahrensreguliert“ hätte in diesem Fall nur deklaratorische Bedeutung.

Handelt es sich dagegen hingegen um Kosten, die von dem Netzbetreiber objektiv – auch nur geringfügig – beeinflusst werden könne, dann hat die Regulierungsbehörde

ein weites (Aufgreif-, Entschließungs- und Gestaltungs-) Ermessen (das nicht seinen rechtlich geschützten Interessen zu dienen bestimmt ist).

Dieses weite Ermessen folgt aus der Regelungssystematik und Sinn und Zweck der Vorschriften. Die Anreizregulierung ist eine Methode zur Ermittlung der Netzentgelte. § 21 a Absätze 2 – 5 EnWG enthalten den gesetzlichen Rahmen und die Eckpfeiler des Anreizregulierungskonzepts. Die Regulierungsbehörde soll das Anreizregulierungsmodell entwickeln. § 21 a Abs. 6 Satz 2 Nr. 7 EnWG ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung Regelungen zu treffen, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbar gelten.

In den Regelbeispielen des § 21 a Abs. 4 Satz 2 EnWG ist aufgeführt, welche Kostenanteile der Gesetzgeber als tatsächlich nicht beeinflussbar ansieht. Dabei handelt es sich um nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete, gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben sowie Betriebssteuern, also **exogene**, durch tatsächliche Begebenheiten oder den Gesetzgeber vorgegebene Kosten, die der Netzbetreiber weder der Art noch der Höhe nach selbst beeinflussen kann. Aber nicht nur solche, sondern auch tatsächlich beeinflussbare Kostenanteile kann der Ordnungsgeber nach dem Willen des Gesetzgebers im Wege der normativen Fiktion als nicht beeinflussbar gelten lassen.

Der Ordnungsgeber macht davon in § 11 Abs. 2 Ziffern 1-13 ARegV selbst Gebrauch und entzieht etwa die Berufsausbildung oder Betriebskindergartentagesstätten (§ 11 Abs. 2 Nr. 11 ARegV) so den Effizienzvorgaben.

Der Ordnungsgeber sieht dann in Sätzen 2 und 3 vor, dass auch solche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten sollen, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der maßgeblichen nationalen oder europäischen Zugangsverordnung unterliegen. Dazu gehören nach § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 ARegV auch Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie. In Satz 4 definiert der Ordnungsgeber die Voraussetzungen, die an eine wirksame Verfahrensregulierung zu stellen sind. Es muss eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs entweder durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber

erfolgt sein. Als umfassend reguliert kann die Regulierungsbehörde - wie der Verordnungsbegründung zu entnehmen ist - den betreffenden Bereich nicht nur dann ansehen, wenn der Netzbetreiber iSd. Vorgaben des § 21 a Abs. 4 EnWG keine Möglichkeit der eigenständigen Kostenbeeinflussung hat, sondern auch dann, wenn er nur geringfügige Möglichkeiten der Kostenbeeinflussung hat (BR-Drs. 417/07, S. 52). Damit ermächtigt der Verordnungsgeber die Regulierungsbehörde, nicht nur solche Kostenanteile der Netzbetriebsführung als nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar anzusehen, die auf objektiv von außen wirkenden Umständen beruhen, die seiner unternehmerischen Einflussnahme entzogen sind, sondern auch solche, die eine geringfügige Einflussnahme im Rahmen der Betriebsführung zulassen.

In der Sache hat die Regulierungsbehörde die Umstände des Einzelfalls abzuwägen und insbesondere anhand der Kosten der betroffenen Netzbetreiber zu prüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Anerkennung von objektiv – nur geringfügig - beeinflussbaren Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sachgerecht und geboten ist. Die Entscheidung dieser Frage steht im Ermessen der Regulierungsbehörde. Dieses Ermessen dient nicht unmittelbar rechtlich geschützten Interessen des betroffenen Netzbetreibers. Rechtlich geschützt ist sein Interesse nur, soweit es um die deklaratorische Feststellung seiner Kosten als nicht beeinflussbar geht. Soll dies indessen im Wege der Fiktion festgestellt werden, wird nur sein wirtschaftliches Interesse an einer solchen Feststellung berührt.

Danach steht dem Netzbetreiber ein Anspruch auf eine formelle (Einzel-)Festlegung des seiner Selbstverpflichtungserklärung zugrundeliegenden Verfahrens als wirksame Verfahrensregulierung nur dann zu, wenn es sich objektiv um tatsächlich nicht von ihm beeinflussbare Kosten der Beschaffung für Verlustenergie handelt, die schon nach der gesetzgeberischen Wertung in § 21 a Abs. 4 EnWG nicht den Effizienzvorgaben unterfallen dürfen. Da der Senat nicht feststellen konnte, dass es bei dem Verfahren zur Beschaffung von Verlustenergie keine Möglichkeit der Beeinflussung gibt, sind die Beschwerden zurückgewiesen worden.

Diese Verfahren bildeten den Auftakt zu einer Vielzahl von Beschwerden gegen Vorgaben der Anreizregulierung. Die Einordnung der Verlustenergie als dauerhaft

nicht beeinflussbare Kosten wird regelmäßig auch mit den Beschwerden gegen die Festlegung der Erlösobergrenzen geltend gemacht.

Mit diesen Beschwerden gegen die Festlegung der **Erlösobergrenzen** rügen die Betroffenen unter anderem:

- die Nichtanpassung des Ausgangsniveaus nach Maßgabe der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (Anlagen im Bau, Verzinsung des Eigenkapitals II)
- den fehlerhaften Ansatz von Erlösen aus Netzanschlusskostenbeiträgen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
- die Verwendung rechtswidriger Preisindizes
- die fehlerhafte Berechnung der für die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags relevanten Kapitalkosten sowie die unterbliebene Kumulation des pauschalierten Investitionszuschlags ab 2010,
- den Ansatz sowie die Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors
- die unterbliebene Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009.

Wir haben die ersten Beschwerdeverfahren gegen die Festlegung der Erlösobergrenzen verhandelt und die ersten Beschlüsse am 24. März 2010 verkündet.

Der Senat hat darauf hingewiesen, dass nach § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau grundsätzlich durch eine Kostenprüfung ermittelt wird. Für die erste Regulierungsperiode bestimmt **§ 6 Abs. 2 ARegV** aber abweichend, dass das Ergebnis der Kostenprüfung der „letzten“ Genehmigung der Netzentgelte nach § 23 a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen ist. Sinn und Zweck dieser Übergangsregelung ist es ersichtlich, eine (erneute) Kostenprüfung und den damit für rd. 1.500 Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden verbundenen Aufwand auch angesichts des Zeitfaktors zu vermeiden. Nach Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung am 6. November 2007 standen den Regulierungsbehörden bis zum Beginn der ersten Regulierungsperiode noch 14

Monate für die erstmals durchzuführenden Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zur Verfügung.

Da in § 6 Abs. 2 ARegV eine verbindliche und abschließende Vorgabe liegt, bleibt es bei dem festgestellten Ausgangsniveau. Eine Anpassung des Ausgangsniveaus scheidet auch für den Fall aus, dass der Senat die **Preisindizes**, die die Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 17.10.2007 (BK 9 – 07/602-1) festgelegt hat und die der Berechnung der Tagesneuwerte zugrunde liegen, für rechtswidrig erklären sollte. Dabei geht es weniger um die Frage der Bestandskraft der früheren Entgeltgenehmigungen, sondern um die **Anordnung des Verordnungsgebers zum Ausgangsniveau**. Damit sind sogar etwaige Gleichbehandlungszusagen der Regulierungsbehörde unbeachtlich. Im Vordergrund stand für den Verordnungsgeber, die Regulierungsbehörden in den Stand zu versetzen, die Verfahren rechtzeitig abzuschließen. Das wäre nicht nur bei einer erneuten Kostenprüfung unmöglich gewesen. Auch die Anpassung der Ergebnisse der letzten Kostenprüfung in den oben genannten Punkten, etwa an die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu Anlagen im Bau und Verzinsung des Eigenkapitals II hätte eine jeweils neue Kostenrechnung erfordert. Auch die Überprüfung und eventuelle Anpassung der Preisindizes hätte bestandskräftige Entscheidungen innerhalb der Regulierungsperiode verhindert.

Das heißt aber nicht, dass der Netzbetreiber sich mit einem absehbar unzumutbaren Erlösniveau abfinden muss. Der Senat hat quasi als Ventil dafür, dass der Netzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode die **generalisierenden, typisierenden und pauschalisierenden Vorgaben** hinzunehmen hat, auf die Notwendigkeit der Prüfung einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV hingewiesen.

Eine Anpassung der Erlösobergrenze kann auf Antrag des Netzbetreibers nachträglich erfolgen, wenn ihre Beibehaltung durch den Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses für ihn eine nicht zumutbare Härte bedeuten würde. Die Härtefallregelung des **§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV** ist unter bestimmten Voraussetzungen als Auffangregelung zu verstehen und entsprechend weit auszulegen. Die Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht gebietet ein solches Verständnis dann, wenn andere in der ARegV vorgesehene Anpassungsmöglichkeiten tatsächlich nicht eröffnet oder nicht ausreichend sind.

Härtefallregelungen stellen eine gesetzliche Ausprägung des verfassungsrechtlichen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit dar. Sie sollen gewährleisten, dass auch in Ausnahmefällen, die wegen ihrer atypischen Ausgestaltung nicht im Einzelnen vorhersehbar sind und sich deshalb nicht abstrakt erfassen lassen, ein Ergebnis erzielt wird, das dem Normergebnis in seiner grundsätzlichen Zielrichtung gleichwertig ist. Die Anpassungsmechanismen des § 4 ARegV beziehen sich nur auf Veränderungen während der Regulierungsperiode. Um den höherrangigen Vorgaben zu genügen, ist **§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV** deshalb erweiternd anzuwenden. Allerdings kann nur eine Veränderung der Gesamtkostensituation entscheidend sein. Andernfalls bliebe unberücksichtigt, dass die Steigerung einer einzelnen Kostenart durch kostensenkende Effekte im Übrigen ausgeglichen oder relativiert werden kann. Erforderlich ist daher eine **Gesamtbetrachtung** der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers.

Grundnorm zum Schutz des Netzbetreibers vor einer Überforderung ist **§ 21 a Abs. 5 S. 4 EnWG**. Danach muss jeder Netzbetreiber die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen erreichen und übertreffen können.

Die Vereinbarkeit mit dieser Vorgabe sichert **§ 16 Abs. 2 S. 1 ARegV**, wonach die Regulierungsbehörde die **individuelle Effizienzvorgabe** abweichend festlegen kann, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann. Ist für den Netzbetreiber z. B. ein Effizienzwert von 92,6 % ermittelt worden, so kann und muss er zunächst die Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV und auf diesem Wege die der festgesetzten Erlösobergrenzen beantragen, wenn er durch gestiegene Kosten die von der Effizienzvorgabe vorgegebene Absenkung der Erlösobergrenze unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann.

Eine weitere Anpassungsmöglichkeit enthält **§ 15 Abs. 1 ARegV**, wonach der **Effizienzwert zu bereinigen** ist, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass strukturelle Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe durch den Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt werden. Dazu sogleich beim Effizienzvergleich.

Die genannten Anpassungsmöglichkeiten des Effizienzwerts und der Effizienzvorgabe scheiden aus, wenn sich nach dem durchgeführten Effizienzvergleich für den Netzbetreiber eine **Effizienz von 100%** ergibt. Ein Aufschlag auf den Effizienzwert (§ 15 Abs. 1 ARegV) kommt dann nicht in Betracht. Dem zu 100% effizienten Netzbetreiber muss deshalb die Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV verbleiben.

In Konsequenz dieser Auffassung hat der Senat auch Beschlüsse der BNetzA mit dem Ziel der erneuten Prüfung des Härtefalls aufgehoben.

Gebilligt hat der Senat die Berücksichtigung des **generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV**. Der sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert den Verbraucherpreisgesamtindex des § 8 ARegV, um eine angemessene Geldwertentwicklung der spezifischen Branche zu erfassen. Damit berücksichtigt der Verordnungsgeber, dass die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen gezeigt haben, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- oder Gasnetzen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten. Der allgemeine sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert nur den Verbraucherpreisindex als einen nach § 21a Abs. 4 Satz 7 EnWG zu berücksichtigenden Parameter. Deshalb ist er zulässiger Bestandteil der Vorgaben für die Erlösobergrenzen und nicht Teil der individuellen Effizienzvorgabe.

Zu Recht hat die Beschlusskammer auch die Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 abgelehnt, der auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr 2006 gestützt wurde. Nach § 10 Abs. 1 Satz 1 ARegV kann durch einen Erweiterungsfaktor (EF) bei der Bestimmung der Erlösobergrenze nur berücksichtigt werden, dass sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers **während der Regulierungsperiode, nicht bereits vorher** nachhaltig ändert.

Zum Effizienzvergleich

Gerügt wird aktuell:

- Der Effizienzvergleich gehe von einer unrichtigen Datengrundlage aus, denn die BNetzA habe von den Netzbetreibern nach der ersten Datenerhebung noch Datenkorrekturen entgegengenommen, den Effizienzvergleich jedoch nicht mehr nach der letzten Datenerhebung wiederholt. Dies führe zwangsläufig zu Fehlern der Datengrundlage.
- Bei der Ausreißerbereinigung habe die Bundesnetzagentur fehlerhaft eine nicht mit der Anreizregulierungsverordnung konforme Abfolge gewählt, desweiteren sei die Ausgestaltung der Ausreißeranalyse bei der SFA ebenso wie bei der DEA falsch. Die Verwendung einer direkt für die SFA vorgesehene Ausreißeranalyse (Cook's Distance) vor dem eigentlichen Effizienzvergleich mittels DEA und SFA sei in der Anreizregulierungsverordnung nicht vorgesehen. Zugleich sei es unterlassen worden, eine entsprechende alternative Analyse im Rahmen der Berechnung von SFA-Effizienzwerten vorzunehmen (Zur Erläuterung: Die Cook's Distance misst den Einfluss einer einzelnen Beobachtung auf die Regressionskoeffizienten, d.h. eine Beobachtung mit einem großen Einfluss verändert die Regressionsebene stark, wenn die Beobachtung weggelassen wird).
- Auch die von der BNetzA angewendeten Methoden des Effizienzvergleichs seien fehlerbehaftet (etwa Spezifizierung der Kostenfunktion im Rahmen der SSA-Schätzung, Auswahl der Methode bei der Normierung der Kostenfunktion).
- Die Auswahl der Vergleichsparameter sei fehlerhaft.
- Die Beschlusskammer habe die strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe i.S.d. § 15 ARegV nicht anerkannt. Dazu werden u. a. aufgezählt: Mehrkosten durch die Netzanpassung aufgrund von EEG-Vorgaben / hohes Verhältnis von Umspann- zu Ortsnetzstationen / hohes Alter des betriebenen Stromnetzes / nachteilige Bodenqualität.

Allgemein

Mit dem Effizienzvergleich, einem Benchmarking-Verfahren, soll die unternehmensindividuelle Kosteneffizienz ermittelt werden. Mit Hilfe mathematischer Modelle werden die Outputgrößen in Form von erbrachten Leistungen mit Inputmengen – üblicherweise den Kosten – in Beziehung gesetzt, um die – relative - Effizienz einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen einzuschätzen. Die Realität wird dabei nur bestmöglich, nicht aber korrekt gespiegelt. Entscheidend für die Güte eines solchen Modells ist, ob es in der Lage ist, wesentliche Kostentreiber auf der Outputseite, aber auch regional unterschiedliche Kosten auf der Inputseite im Rahmen der Effizienzberechnung adäquat zu berücksichtigen. Schon deshalb ist die Auswahl des „richtigen“ Effizienzvergleichsmodells ein sehr komplexer Prozess, der aus der Natur der Sache heraus für die Regulierungsbehörde mit zahlreichen Einschätzungs- und Gestaltungsfreiräumen verbunden sein muss.

Der Gesetzgeber hat dementsprechend in § 21a Abs. 5 Satz 1, Satz 4 und Satz 5 EnWG (nur) die Forderung aufgestellt, dass die angewendeten Methoden robust und damit so ausgestaltet sein müssen, dass eine veränderte Parameterauswahl nicht zu grundlegend anderen Ergebnissen führt, sie insbesondere strukturelle Unterschiede zu berücksichtigen haben und die auf diese Weise ermittelten unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben erreichbar und übertreffbar sein müssen. Konkrete Vorgaben dazu enthalten die maßgeblichen §§ 12 – 14 ARegV sowie Anlage 3 zu § 12 ARegV. Im Übrigen sind der Bundesnetzagentur Freiräume belassen.

Die Methoden für die Durchführung des Effizienzvergleichs sind in Anlage 3 zu § 12 konkretisiert. Bei den Benchmarking-Methoden wird generell zwischen solchen unterschieden, die auf einer statistischen Regression basieren (parametrische bzw. ökonometrische Verfahren) und solchen, die eine Kennzahlenanalyse beinhalten (nicht-parametrische Verfahren). Beide bilden über grafisch darstellbare Kostenfunktionen den funktionalen Zusammenhang zwischen Input- und Outputgrößen ab, so dass eingeschätzt werden kann, wie die Leistungsgrößen von den eingesetzten Faktoren abhängen. Sie unterscheiden sich darin, dass parametrische Verfahren – anders als nicht-parametrische – im Vorfeld Annahmen über die funktionalen Zusammenhänge von Outputs und Inputs treffen, nicht-

parametrische dagegen die einzelnen Faktoren unmittelbar zueinander ins Verhältnis setzen.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf der Grundlage des ermittelten Effizienzwerts gebildeten individuellen Effizienzvorgabe (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird durch verschiedene Mechanismen gewährleistet. Neben der komplementären Nutzung der o.g. Methoden und der vorgesehenen Ausreißerbereinigung sind dies im Rahmen des eigentlichen Effizienzvergleichs das so gen. „duale Benchmarking“ (§ 12 Abs. 4a ARegV), die Verwendung des besseren Werts bei einer Abweichung der auf diese Weise mit den zulässigen Methoden ermittelten Effizienzwerte (§ 12 Abs. 3 ARegV) und die Deckelung des Effizienzwerts auf 60 % (§ 12 Abs. 4 ARegV). Im Rahmen des Verfahrens zur Festsetzung der Erlösobergrenze besteht weiterhin die Möglichkeit der gesonderten Berücksichtigung struktureller Besonderheiten (§ 15 Abs. 1 ARegV), die Einräumung eines angemessenen mehrjährigen Zeitraums zur Erreichung der Effizienzgrenze und die Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 ARegV, die eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers ermöglicht (s.nur: BR-Drs. 417/07 vom 15.06.07, S. 53 ff. zu § 12).

Der Ordnungsgeber hat damit neben den Methodenvorgaben verschiedene Schutzmechanismen vorgesehen, die gewährleisten sollen, dass der Netzbetreiber eine für ihn erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgabe erhält. Dazu gehören die Ausreißerbereinigung und die Methode „best of four“. Zu beachten ist auch die in § 15 Abs. 1 ARegV vorgesehene Möglichkeit zur Bereinigung des Effizienzwerts bei Besonderheiten der Versorgungsaufgabe.

Zu der Frage, ob und inwieweit die Gerichte bei diesen Vorgaben das Verfahren des Effizienzvergleichs überprüfen können, kann ich mich außerhalb der Verfahren nicht äußern. Die Punkte sind in der mündlichen Verhandlung angesprochen worden. Die Parteien werden noch Stellung nehmen.

Zur Aktualität der Datengrundlage kann ich mich allerdings äußern. Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage ist schon systembedingt nicht zu erreichen. Die Regulierungsbehörde musste auf die den Netzbetreibern entsprechend § 12 Abs. 4 ARegV zu übermittelnden Daten zurückgreifen und konnte

lediglich bei Unplausibilitäten auf deren Korrektur drängen. Von daher hat der Verordnungsgeber bei der Ermittlung des Effizienzwerts und der sich daraus ergebenden Effizienzvorgabe die oben angeführten, auf unterschiedlichen Stufen des Verfahrens zur Ermittlung der Erlösobergrenze wirkenden Sicherungsmaßnahmen vorgesehen, die auch der Fehleranfälligkeit der Datengrundlage Rechnung tragen sollen. Das Petitum, die Regulierungsbehörde müsse nach jeder Korrektur von Daten durch einen Netzbetreiber den gesamten Effizienzvergleich neu durchführen, würde auf ein „perpetuum mobile“ hinauslaufen. Dass der Verordnungsgeber dies auch angesichts des engen Zeitfensters für die Durchführung des Effizienzvergleichs nicht wollte, kommt auch in **§ 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV** zum Ausdruck.

Zur **Auswahl der Vergleichsparameter** kann ich mich begrenzt äußern.

Die von der Bundesnetzagentur gewählten Parameter Leitungslänge der Netzebene, Summe der Anschlusspunkte, zeitgleiche Jahreshöchstlast sind vom Verordnungsgeber in § 13 Abs. 4 Nr. 1, 2a und 3 ARegV verbindlich vorgegeben. Sie können – wie § 13 Abs. 3 Satz 6 ARegV anführt – bezogen auf die verschiedenen Netzebenen verwendet werden. Für den Fall, dass die konkrete Auswahl durch die Bundesnetzagentur, die sie entsprechend den Vorgaben des § 13 Abs. 3 Satz 7 ARegV mit Hilfe qualitativer, analytischer und statistischer Methoden vorgenommen hat, dazu führt, dass Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nicht hinreichend berücksichtigt werden, hat der Verordnungsgeber eine Bereinigung des ermittelten Effizienzwerts nach § 15 ARegV vorgesehen, wenn und soweit die Kostenschwelle von 3 % überschritten wird. Dies ist eine beachtliche Korrekturmöglichkeit des ermittelten Effizienzwerts.

Damit komme ich zu § 15 Abs. 1 ARegV, der Möglichkeit zur Bereinigung des Effizienzwerts, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht.

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur muss sich die Besonderheit auf die Versorgungsaufgabe i.S.d. Definition des § 10 Abs. 2 ARegV beziehen, so dass sie nur dann Bedeutung erlangen könne, wenn dadurch die Fläche des Versorgungsgebiets oder die Anforderungen an die Versorgung von Netzkunden determiniert werden. Außerdem liege eine Besonderheit nur dann vor, wenn außergewöhnliche, also nur eine äußerst geringe Anzahl der betrachteten Unternehmen betreffende strukturelle oder sonstige Umstände bestehen.

Grundsätzlich geht der Verordnungsgeber davon aus, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes Detail berücksichtigt werden kann. Sie können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken, so dass sich dies im Ergebnis weitestgehend neutral darstellen wird (BR-Drs.417/07 (Beschluss) vom 21.09.2007, S. 11 f.). Einerseits spricht § 15 ARegV von der Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Andererseits will der Verordnungsgeber nach der Begründung zu § 15 sicherstellen, dass strukturelle oder sonstige Besonderheiten des Versorgungsgebiets oder der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers, die im Effizienzvergleich durch die gewählten Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden, Eingang in die Bestimmung seines bereinigten Effizienzwerts und damit seiner Ineffizienzen finden. Darüber, insbesondere über den sog. City-Effekt werden wir im Juni verhandeln.