



OBERLANDESGERICHT DÜSSELDORF

BESCHLUSS

In der energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssache

...

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf

durch den Vorsitzenden Richter am Oberlandesgericht Laubenstein, die Richterin am Oberlandesgericht van Rossum und die Richterin am Oberlandesgericht Adam

auf die mündliche Verhandlung vom

b e s c h l o s s e n :

Die Beschwerde der Betroffenen gegen den Beschluss der Beschlusskammer der gegnerischen Bundesnetzagentur vom – Aktenzeichen – wird zurückgewiesen.

Die Betroffene hat die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der gegnerischen Bundesnetzagentur zu tragen.

Der Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren wird auf EUR festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe:

A.

Die Betroffene wendet sich gegen den Beschluss der Beschlusskammer der gegnerischen Bundesnetzagentur vom , Aktenzeichen , im Rahmen des Regelverfahrens der Anreizregulierung für Strom.

Die zu 92,30 % effiziente Betroffene betreibt das Elektrizitätsverteilernetz auf dem Gebiet der A, welches sie von der B gepachtet hat.

Die Bundesnetzagentur genehmigte der Betroffenen mit Beschluss vom , Aktenzeichen , auf der Grundlage einer Kostenprüfung, die auf den Daten des Geschäftsjahres 2006 beruhte, Höchstnetzentgelte, und zwar befristet bis zum 31. Dezember 2008.

Die Bundesnetzagentur teilte ihr mit Schreiben vom und die beabsichtigte Erlösobergrenzenfestsetzung mit. Die Betroffene nahm hierzu unter anderem mit Schreiben vom sowie und Stellung.

Mit Beschluss vom legte die Bundesnetzagentur unter anderem die Erlösobergrenzen für die erste Anreizregulierungsperiode fest, und zwar wie folgt:

...

Die im vorliegenden Beschwerdeverfahren insbesondere maßgeblichen Ziffern 1. und 11. des Tenors lauten:

zu 1.: *Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode gemäß Anlage 1 dieses*

Beschlusses festgelegt. Die Beschlusskammer behält sich vor, seine jährliche Erlösobergrenze beginnend ab dem im Verlauf der Regulierungsperiode um die Mehrerlöse einschließlich einer angemessenen Verzinsung zu reduzieren, die er dadurch erzielt hat, dass er in den Zeit vom bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte nach der StromNEV seine ursprünglichen Entgelte beibehalten hat.

zu 11: *Der Antrag auf Gewährung eines Erweiterungsfaktors wird abgelehnt.*

Der von der Betroffenen im Hinblick auf die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie gestellten Härtefallantrag vom wurde dagegen nicht ausdrücklich beschieden.

Gegen diesen Beschluss richtet sich die Beschwerde der Betroffenen, die insbesondere beanstandet,

- das Ausgangsniveau zur Festlegung der Erlösobergrenzen sei fehlerhaft bestimmt worden, da keine Anpassungen gegenüber den Kosten der Netzentgeltgenehmigungen vom vorgenommen worden seien,
- die Tagesneuwerte des Anlagevermögens seien in Anwendung rechtswidriger Preisindizes berechnet worden,
- die Kosten der kalkulatorischen Gewerbesteuer seien nicht angepasst worden, obwohl die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung angehoben worden sei,
- die Erlöse aus Netzanschlusskostenbeiträgen seien rechtswidrig als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen worden,
- die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie seien unzutreffend berücksichtigt worden, zudem sei ihr Härtefallantrag nicht beschieden worden,
- der Effizienzvergleich und die Effizienzwertbestimmung seien fehlerhaft,
- ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor sei berücksichtigt worden, obwohl eine gesetzliche Grundlage fehle, überdies sei er bereits für das Jahr angesetzt worden, ferner sei die Berechnung falsch,
- für das Jahr sei kein Erweiterungsfaktor berücksichtigt worden,

- bei der Berechnung der Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags seien weder der neue Eigenkapitalzins für Neuanlagen, noch der Risikozuschlag bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinses für das die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital berücksichtigt worden; überdies sei die ab dem Jahr vorgesehene Kumulierung des pauschalierten Investitionszuschlags unterlassen worden.

Zur Begründung führt sie aus:

Das Ausgangsniveau sei bei bestimmten Positionen entsprechend der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs anzupassen. Das Ergebnis der Kostenprüfung der Netzentgeltgenehmigung vom habe nicht unverändert zugrunde gelegt werden dürfen und zwar auch dann nicht, wenn diese Positionen in dem seinerzeitigen Genehmigungsverfahren nicht geltend gemacht worden seien. Der Wortlaut der Vorschrift des § 6 Abs.2 ARegV stehe einer Anpassung des Ausgangsniveaus nicht entgegen. Vielmehr spreche der Wortlaut („heranziehen“) dafür, dass das Ergebnis der Kostenprüfung nicht unverändert übernommen werde, sondern lediglich berücksichtigt werden müsse. Einzelne Kostenpositionen könnten und müssten daher gegebenenfalls angepasst werden. Dieses Verständnis des Wortlauts des § 6 Abs. 2 ARegV werde auch durch den abweichenden Wortlaut des § 34 Abs. 3 ARegV („anerkannt“), der für das vereinfachte Verfahren gelte, bestätigt. Auch die Systematik der ARegV, sowie Sinn und Zweck der Vorschrift des § 6 Abs. 2 ARegV sprächen gegen die von der Bundesnetzagentur gewählte Auslegung. Ebenso stehe die formelle und materielle Bestandskraft der Netzentgeltgenehmigung einer Anpassung nicht entgegen, und zwar schon deshalb nicht, weil diese bis zum 31. Dezember 2008 befristet gewesen sei. Letztlich sei auch zu berücksichtigen, dass die Bundesnetzagentur anderen Netzbetreibern Gleichbehandlungszusagen gegeben habe, die wegen des Grundsatzes der Selbstbindung der Verwaltung auch zugunsten der übrigen Netzbetreiber wirkten.

Die Tagesneuwerte des Anlagevermögens seien auf der Grundlage von Preisindizes berechnet worden, die von der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 17. Oktober 2007 (Aktenzeichen BK 8 – 07/272) festgelegt worden seien. Die Festlegung verstöße gegen § 6 Abs. 3 StromNEV. Eine sachgerechte Ermittlung der Tagesneuwerte

sei mittels der festgelegten Preisindizes nicht gewährleistet. Die Rechtswidrigkeit ergebe sich insbesondere daraus, dass bei der Bildung der Mischindizes für den Lohnbestandteil die Indexreihe „Löhne und Gehälter des produzierenden Gewerbes“ zugrunde gelegt, ein Produktivitätsfortschritt nach Maßgabe der Indexreihe „Lohnstückkosten des produzierenden Gewerbes“ berücksichtigt worden seien.

Wegen der Anpassung der Eigenkapitalverzinsung sei auch eine Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer vorzunehmen, denn die Kosten für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung seien die wesentliche Eingangsgröße zur Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer.

Die Netzanschlusskostenbeiträge seien zu Unrecht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingeordnet worden, obwohl eine solche Einordnung gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV nur für Baukostenzuschüsse gelte. Der Wortlaut der Vorschrift sei eindeutig und keiner Auslegung zugänglich. Dass in StromNEV und GasNEV sowie in StromNAV und GasNDAV zwischen Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen unterschieden werde, spreche ebenfalls dafür, dass § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV nur Baukostenzuschüsse, nicht aber Netzanschlusskostenbeiträge erfasse. Auch aus der Verordnungsbegründung ergebe sich, dass nur Baukostenzuschüsse von der Vorschrift erfasst werden sollten. Daher könne aus der Gleichbehandlung in ganz anderen Rechtsgebieten nicht auf eine Gleichbehandlung im Energiewirtschaftsrecht geschlossen werden.

Sie sei auch beschwert, da es für die Erlösobergrenzen einen Unterschied mache, ob Kosten den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet würden, für deren Bestimmung § 4 Abs. 2 Satz 1 ARegV i.V.m. der Regulierungsformel gelte, oder ob sie den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet würden, die nicht aktualisiert würden, dafür aber dem Inflationsausgleich unterlägen. Bei einer Zuordnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten seien der Auflösungsbetrag für das Jahr 2007 und für die Folgejahre der Regulierungsperiode die jährlichen Auflösungsbeträge mit ihren tatsächlichen Ist-Werten für das Jahr 2008 und die Folgejahre anzusetzen. Steigende Erlöse schmälerten den Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, was zu einer Absenkung der Erlösobergrenze führe. Bei zutreffender Einordnung der Erlöse aus Netzanschlusskostenbeiträgen zu den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen komme hingegen nur der Auflösungsbe-

trag aus dem Basisjahr 2006 zum Ansatz, angepasst um die allgemeine Geldentwertung und den generellen Produktivitätsfaktor. Eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze an die aktuellen Auflösungsbeträge finde in den Folgejahren der Regulierungsperiode nicht statt. Steigende Erlöse blieben demnach ohne Auswirkungen auf die Erlösobergrenze. Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur führe zu einer niedrigeren Erlösobergrenze als bei einer Zuordnung der Erlöse zu den vorübergehend beeinflussbaren Kostenanteilen sowie zu einer nachteiligen Effizienzwertbestimmung.

Bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sei das Ergebnis der Kostenprüfung der Netzentgeltgenehmigung vom zugrunde gelegt und sogar gekürzt worden, obwohl die Beschaffungskosten im Jahr 2009 deutlich angestiegen seien. Der Ansatz der Beschaffungskosten für das Jahr 2007 sei ebenso abgelehnt worden, wie die Zugrundelegung der Plankosten für das Jahr 2009 beziehungsweise das Jahr 2008. Auch die Anerkennung der von ihr abgegebenen freiwilligen Selbstverpflichtung als Verfahrensregulierung sei nicht erfolgt. Nicht einmal die von der Bundesnetzagentur am 21. Oktober 2008, Aktenzeichen BK 6-08-006, getroffene Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie und zur Bestimmung der Netzverluste sei als Verfahrensregulierung anerkannt worden.

Bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie handele es sich gemäß § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 und S. 4 ARegV um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Anzusetzen seien die Beschaffungskosten des Jahres 2007. Alternativ könnten stattdessen die gesicherten Plankosten des Jahres 2009 angesetzt werden. Hilfsweise hätten die gesicherten Plankosten des Jahres 2008 berücksichtigt werden können. Die Kosten der Beschaffung von Verlustenergie würden überdies einer wirksamen Verfahrensregulierung der Bundesnetzagentur unterliegen. In der Festlegung sei eine umfassende Regulierung vorgenommen worden, da den Netzbetreibern keine oder nur geringfügige Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung belassen worden seien.

Jedenfalls liege aber ein Härtefall im Sinne von § 4 Abs. 4 S. 1 Nr.2 ARegV vor. Die extremen Kostensteigerungen bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie seien sowohl ein unvorhersehbares Ereignis als auch eine unzumutbare Härte. Gegebenenfalls sei eine analoge Anwendung der Vorschrift geboten.

Beim Effizienzvergleich und beim Effizienzwert seien drei maßgebliche Punkte nicht berücksichtigt worden:

- die Output-Parameter oberhalb der Spannungsebene Hochspannung,
- der Zusammenhang zwischen der Zahl der Anschlusspunkte und der Zahl nachgelagerter Zählpunkte,
- die erhöhten Tiefbaukosten, insbesondere aufgrund der besonders hohen Auflagen der Stadt A.

Sie betreibe „historisch bedingt“ Kilometer Freileitungen in der Höchstspannungsebene und verfüge zudem über installierte dezentrale Erzeugungsleistungen aus der Umspannung Höchstspannung/Hochspannung. Sie sei vermutlich die einzige Elektrizitätsverteilternetzbetreiberin, die über Output-Parameter oberhalb der Hochspannungsebene verfüge. Dies habe die Bundesnetzagentur unbeachtet gelassen, indem sie keine Vergleichsparameter für Höchstspannung sowie Umspannung Höchstspannung/Hochspannung vorgesehen habe. Ferner habe sie eine in der ARegV nicht vorgesehene Bereinigung der Kostenbasis vorgenommen. Damit sei gegen die Vorschrift des § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV verstoßen worden, wonach die gewählten Parameter geeignet sein müssen, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Die in § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV geforderte strukturelle Vergleichbarkeit sei somit nicht gewährleistet. Weiter sei § 13 Abs. 4 S. 1 Nr. 2a ARegV missachtet worden, indem die Leitungslänge in Höchstspannung unberücksichtigt geblieben sei. Die ARegV sehe auch keine Herausrechnungen aus dem Aufwandsparemeter nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 und § 14 ARegV vor. Es hätte zumindest eine Umrechnung der Parameter oberhalb der Hochspannung in die gewählten Vergleichsparameter vorgenommen werden müssen, wie es die Verbände der Versorgungsunternehmen in dem von dem Beratungsunternehmen PricewaterhouseCoopers und Polynomics erstellten Parallel-Effizienzvergleich "Benchmarking Transparenz 2008 (BMT 2008) getan hätten. Statt eines Effizienzwerts von 92,30 % hätte sich dann ein Effizienzwert von 96,10 % ergeben.

Es sei zwar der Parameter „Anschlusspunkte“, nicht aber der Zusammenhang zwischen der Zahl der Anschlusspunkte und der Zahl der nachgelagerten Zählpunkte

berücksichtigt worden. Es liege ein Verstoß gegen § 13 Abs. 3 S. 2 und S. 8 ARegV vor, denn Netzbetreiber mit städtischer Versorgungsstruktur würden dadurch gegenüber Netzbetreibern mit ländlicher Versorgungsstruktur benachteiligt und erhielten niedrigere Effizienzwerte. Der Aufwand bei der Neuverlegung und Instandhaltung von Leitungen im städtischen Raum sei erheblich höher als der Aufwand im ländlichen Raum. Gleiches gelte für die Errichtung von Netztrafostationen und die Zuführung von Leitungen in Gebäude. Zudem seien Zählpunkte aufgrund der Kosten für den Messstellenbetrieb, die Messungen und die Abrechnungen ein wesentlicher Kostentreiber. Der Parameter „Anschlusspunkte“ sei folglich als isolierter Parameter für den Effizienzvergleich ungeeignet. Die Eignung des Parameters „Zählpunkte“ sei dagegen durch den BMT 2008 belegt. Bei ihr bestehe ein Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von $\frac{1}{1,07}$. Der Branchendurchschnitt liege bei $\frac{1}{1,04}$. Würde die Zahl der Zählpunkte berücksichtigt, ergebe sich statt eines Effizienzwerts von 92,30 % ein Effizienzwert von 96,60 %.

Aufgrund des großstädtischen Netzgebiets ergebe sich eine erhöhte Kabeldichte je Trasse. Sie verfüge über Trassenteile mit mehr als $\frac{1}{1,07}$ Kabeln. Durchschnittliche Netzbetreiber seien mit maximal $\frac{1}{1,04}$ Kabeln je Trasse konfrontiert. Zudem verlange die Stadt A bei Tiefbauarbeiten, den Aushub zunächst abzufahren und später wieder anzufahren. Die erhöhten Tiefbaukosten seien durch die von der Bundesnetzagentur gewählten Parameter nicht berücksichtigt worden.

Ein Aufschlag auf den Effizienzwert wegen der Besonderheit der Versorgungsaufgabe gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV sei zu Unrecht abgelehnt worden. Wegen der Output-Parameter oberhalb der Spannungsebene Hochspannung, des Zusammenhangs zwischen der Zahl der Anschlusspunkte und der Zahl nachgelagerter Zählpunkte sowie der erhöhten Tiefbaukosten aufgrund der besonders hohen Auflagen der Stadt A müsse ein entsprechender Aufschlag erfolgen, weil sich durch diese drei Besonderheiten der Versorgungsaufgabe die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV ermittelten Kosten um mehr als 3 % erhöhen. Entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur sei die Vorschrift des § 15 ARegV nicht „äußerst restriktiv“ auszulegen und eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe sei nicht nur bei „außergewöhnlichen Umständen“ anzunehmen. Dies widerspreche dem Wortlaut, der Systematik, dem Willen des Verordnungsgebers sowie dem Sinn und Zweck der Vorschrift. Bei

rechtmäßiger Handhabung der Vorschrift hätte sich ein Effizienzwert von 100 % ergeben. Insgesamt komme es durch die drei Besonderheiten der Versorgungsaufgabe zu einer Erhöhung der Gesamtkosten um 10,70 %.

Eine Ermächtigungsgrundlage für den Ansatz des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors fehle, denn in § 21a EnWG sei er nicht als Bestandteil der Erlösobergrenze vorgesehen. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor widerspreche auch dem Grundsatz der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gemäß § 21a Abs. 5 S. 6 EnWG, sowie dem Grundsatz der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 5 EnWG. Zudem dürfe er noch nicht im Jahr 2009 berücksichtigt werden. Die Höhe in den Jahren 2010 bis 2013 sei überdies fehlerhaft berechnet worden, da ein falscher Algorithmus zugrunde gelegt worden sei.

Der Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV sei bereits für das Jahr zu berücksichtigen. Eine nachhaltige Veränderung der Versorgungsaufgabe habe sie dargelegt. Die Auffassung der Bundesnetzagentur, im ersten Jahr der Anreizregulierung sei eine Anpassung einer bereits vorhandenen Erlösobergrenze nicht möglich, sondern dies sei erst ab dem zweiten Jahr möglich, sei unzutreffend. Dem stehe sowohl der Wortlaut als auch der Sinn und Zweck der Vorschrift des § 10 ARegV entgegen. Auch die Systematik der ARegV spreche gegen diese Rechtsauffassung. Eine Anpassung der Erlösobergrenze sei auch schon im ersten Jahr der Anreizregulierung möglich; diese werde erst bestimmt und anschließend angepasst.

Der pauschalierte Investitionszuschlag sei lediglich in Höhe von EUR einheitlich für jedes Jahr der ersten Regulierungsperiode gewährt worden. Die Bundesnetzagentur habe bei der Ermittlung der Kapitalkosten den Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen aus der Festlegung vom 07. Juli 2008, Aktenzeichen BK 4-08-068 nicht berücksichtigt. Sie habe zwar bei der Bestimmung der Kostenbasis den neuen Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen berücksichtigt, dies aber bei der Bestimmung der Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV nicht getan, sondern den alten Eigenkapitalzinssatz nach § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV angewendet. Dies sei willkürlich und rechtswidrig. Es sei auch entgegen der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs kein Risikozuschlag bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinses für das die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital berücksichtigt wor-

den. Die Kumulierung des pauschalierten Investitionszuschlags ab dem Jahr 2010 sei unterblieben. Stattdessen sei er entgegen dem Wortlaut des § 25 Abs. 2 ARegV („pro Kalenderjahr“) lediglich jährlich aufaddiert worden.

Die Betroffene beantragt,

den Beschluss der gegnerischen Bundesnetzagentur vom ,
Aktenzeichen (Festlegung zur Bestimmung der kalenderjähr-
lichen Erlösobergrenzen), aufzuheben und die gegnerische Bun-
desnetzagentur zu verpflichten, die kalenderjährlichen Erlös-
obergrenzen nach Maßgabe der
Rechtsauffassung des Beschwerdegerichts festzulegen.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Im Einzelnen trägt sie vor:

Es bestehe weder eine gesetzliche noch eine verordnungsrechtliche Verpflichtung zur Berücksichtigung der einschlägigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs. Es sei nach dem klaren Verordnungswortlaut als Ausgangsniveau vielmehr auf das Ergebnis der Kostenprüfung der Netzentgeltgenehmigung vom abzustellen. Soweit Gleichbehandlungszusagen zugunsten anderer Netzbetreiber gegeben worden seien, würden diese auch auf die Betroffene erstreckt. Diese Zusagen würden allerdings nur für die nächste Kostenprüfung gelten. Für die erste Regulierungsperiode sei keine Kostenprüfung vorgesehen.

Die Preisindizes würden angewendet, um die individuellen Kapitalkosten aller Netzbetreiber im Rahmen einer Vergleichbarkeitsrechnung zu standardisieren. Hierzu werde das Anlagevermögen aller Netzbetreiber einheitlich zu Tagesneuwerten berechnet. Etwaige Fehler der verwendeten Indexreihen würden alle Netzbetreiber gleichermaßen treffen würden, so dass es keine Auswirkungen auf das Ergebnis des Effizienzvergleichs gebe.

Im Ergebnis der Kostenprüfung der Netzentgeltgenehmigung sei bereits ein bestimmter Betrag für die kalkulatorische Gewerbesteuer eingeschlossen. Durch die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung ergebe sich keine Änderung dieses Ansatzes. Die Anpassung beruhe auf der Vorschrift des § 7 Abs. 6 Strom NEV, die eine Spezialvorschrift zu § 6 Abs. 2 ARegV darstelle und ausschließlich die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze zum 01. Januar 2009 regle. Eine entsprechende Spezialvorschrift für die Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer existiere nicht.

Sowohl Baukostenzuschüsse als auch Netzanschlusskostenbeiträge müssten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden, weil sie durch die Netzbetreiber ohnehin nicht scharf voneinander getrennt würden und zwar weder in den Bilanzen noch bei der Berechnung gegenüber den Netzkunden. Die Effizienz der Netzbetreiber könne nur dann belastbar verglichen werden, wenn der Aufwand nach gleichen Kriterien ermittelt werde. Eine solche Standardisierung sei allerdings weder bei den Bauzuschüssen, noch bei den Netzanschlusskostenbeiträgen vorgesehen. Die fehlende Nennung in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV beruhe auf einem Redaktionsversehen des Verordnungsgebers, denn beide Positionen stünden in einem unmittelbaren sachlichen Zusammenhang und seien auch bei der kostenorientierten Entgeltbildung gleichbehandelt worden. Geschehe dies bei der Anreizregulierung nicht, sei die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs gefährdet. Dass die fehlende Nennung in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV auf einem Redaktionsversehen beruhe, zeige sich auch daran, dass Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge nicht nur in der energierechtlichen Kalkulationspraxis unter der Geltung der VV Gas II, sondern auch in den Vorgaben für die handelsrechtliche Bilanzierung und die ertragssteuerliche Behandlung gleich behandelt worden seien. Die Qualifizierung der Netzanschlusskostenbeiträge als vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten führe auch nicht notwendig zu einer besseren Effizienzbewertung.

Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie seien nicht den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zuzuordnen. Sie würden auch nicht einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Die Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie und zur Bestimmung der Netzverluste stelle schon mangels ausdrücklicher regulierungsbehördlicher Anordnung keine wirksame Verfahrensregulierung im

Sinne von § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV dar. Es liege keine umfassende Regulierung der Beschaffung von Verlustenergie vor. Auch die von der Betroffenen vorgelegte freiwillige Selbstverpflichtung sei nicht als wirksame Verfahrensregulierung anerkannt worden. Das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Netzentgeltgenehmigung als heranzuziehendes Ausgangsniveau schließe gemäß § 10 StromNEV einen bestimmten Betrag für die Beschaffung von Verlustenergie ein.

Auch ein Härtefall im Sinne von § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV liege nicht vor. Die Steigerung der Beschaffungskosten für Verlustenergie im Jahr 2007 sei kein unvorhersehbares Ereignis gewesen, und sie habe auch nicht zu einer unzumutbaren Härte bei der Betroffenen geführt. Das Risiko schwankender Verlustenergiepreise sei nicht unvorhersehbar, sondern stelle ein am Markt übliches und kalkulierbares Beschaffungsrisiko dar, welches in verschiedener Weise beeinflussbar sei. Ob eine unzumutbare Härte vorliege, bestimme sich danach, ob die wirtschaftliche Gesamtsituation der Betroffenen unzumutbar beeinträchtigt sei, so dass es zu einer Kostenunterdeckung in einem die Existenz bedrohenden Ausmaß kommen würde, wenn die Erlösobergrenze nicht erhöht würde. In diesem Zusammenhang seien daher die Gesamtkosten und nicht nur die Beschaffungskosten für Verlustenergie zu betrachten. Stelle man auf die Gesamtkosten ab, so komme es bei der Betroffenen lediglich zu einer Kostensteigerung von rund 2 %. Dabei sei aber noch nicht berücksichtigt, ob die Kostensteigerung bei der Beschaffung von Verlustenergie durch Kostensenkungen in anderen Bereichen kompensiert worden seien. Zudem seien die Beschaffungskosten im Jahr 2009 wieder deutlich gesunken und zwar auf das Niveau des Jahres 2006.

Die Betroffene erleide keinen wirtschaftlichen Nachteil, wenn die Spannungsebenen oberhalb der Hochspannung nicht berücksichtigt würden, weil dies nicht zu einem niedrigeren Effizienzwert führen könne.

Der Bundesnetzagentur komme bei der Identifizierung der für den Effizienzvergleich relevanten Vergleichsparameter ein weites Regulierungsermessen und eine Einschätzungsprärogative zu. In § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV seien beispielhaft sechs Vergleichsparameter festgelegt worden, von denen gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV die vier benannten Vergleichsparameter verpflichtend heranzuziehen seien. Weitere Parameter könnten nach Maßgabe der Vorgabe des § 13 Abs. 3 ARegV verwendet

werden. Zur Bestimmung weiterer Vergleichsparameter sei durch die Bundesnetzagentur, mit wissenschaftlicher Unterstützung durch die Sumicsid AB Schweden und den Lehrstuhl Energiewirtschaft der TU Dresden, eine umfangreiche Kostentreiberanalyse vorgenommen worden. Letztlich seien insgesamt elf von 34 Parametern berücksichtigt worden, um die netzwirtschaftliche Leistungserbringung und die gebietsstrukturellen Eigenschaften der Verteilernetzbetreiber vollständig abzudecken.

Eine Berücksichtigung von Versorgungsparametern, die Netzleistungen oberhalb der Hochspannungsebene abbilden, scheide aus. Sie habe gemäß § 12 Abs. 1 ARegV den Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen durchzuführen. Unter Verteilung falle gemäß § 3 Nr. 37 EnWG nur der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer und niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze. Die Spannungsebene oberhalb der Hochspannung sei daher nicht vom Anwendungsbereich des Effizienzvergleichs erfasst. Dabei handele es sich nicht um die Versorgungsaufgabe eines Verteiler-, sondern eines Übertragungsnetzbetreibers, für den in § 22 Abs. 1 ARegV ein gesonderter Effizienzvergleich vorgesehen sei.

Bei der Identifizierung der elf zugrunde gelegten Vergleichsparameter sei wiederholt überprüft worden, ob auch der Parameter „Zählpunkte“ berücksichtigt werden müsse. Dies sei verneint worden, weil der Erklärungsgehalt der Zählpunkte im Wesentlichen durch den Parameter „Anschlusspunkte“ abgebildet werde. Gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV sollten aber keine Parameter berücksichtigt werden, die in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend seien. Daran ändere auch der methodisch fragwürdige und fehlerhafte BMT 2008 nichts.

Auch eine Bereinigung des Effizienzwerts sei nicht angezeigt. Die restriktiv auszulegende Vorschrift des § 15 ARegV habe drei Voraussetzungen:

- eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers,
- deren nicht hinreichende Berücksichtigung durch die Vergleichsparameter im Effizienzvergleich und
- eine Erhöhung der ermittelten Kosten um mindestens 3 %.

Die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe habe der Netzbetreiber nachzuweisen. Abgesehen vom Fehlen entsprechender Nachweise, lägen auch die beiden weiteren vorgenannten Voraussetzungen bei den drei angeführten Punkten nicht vor. Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe liege vor, wenn die tatsächlichen Umstände, die die Besonderheit darstellen sollen, nicht von den Vergleichsparametern erfasst seien und trotzdem Kostentreiber darstellen, die auch bei einem effizienten Netzbetrieb zu einem höheren Kostenniveau führen würden. Dabei müsse es sich um außergewöhnliche strukturelle Umstände handeln, die ein Alleinstellungsmerkmal des Netzbetreibers darstellen.

Die Versorgung von Spannungsebenen oberhalb der Spannungsebene Hochspannung gehöre nicht zur Versorgungsaufgabe eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers und könne schon deshalb keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe darstellen.

Auch das hohe Verhältnis von Anschluss- zu Zählpunkten sei keine Besonderheit, die dieses Netz in relevanter Weise von anderen Netzen unterscheide. Das Verhältnis von zu zwischen Anschluss- zu Zählpunkten sei zudem nicht außergewöhnlich. Bei anderen Netzbetreibern seien Werte von bis zu Zählpunkten je Anschlusspunkt ermittelt worden.

Die angeführten erhöhten Tiefbaukosten seien ebenfalls keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe der Betroffenen. Es handele sich um Umstände, die bei jedem im städtischen Bereich tätigen Netzbetreiber vorlägen. Die Ausführungen seien überdies pauschal und unsubstantiiert. Der Umstand, dass Trassenteile mit mehr als Kabeln vorlägen, werde zudem über den Parameter „Leitungslänge“ abgedeckt.

Die Betroffene habe ferner nicht nachgewiesen, dass die ermittelten Kosten um mindestens 3 % überschritten worden seien. Der Schwellenwert betrage EUR.

Die Berücksichtigung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in Höhe von 1,25 % gemäß § 9 ARegV verstoße nicht gegen höherrangiges Recht, insbesondere nicht gegen § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG und § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, der seine Ermächtigungsgrundlage in § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG, aber auch in § 6 S. 2 Nr. 5 EnWG finde, drücke in der Angabe

eines Prozentwerts aus, wieweit der spezifische netzwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und die spezifische netzwirtschaftliche Einstandspreisentwicklung von der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung abwichen. Der Ordnungsgeber habe damit sowohl den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung (§ 21a Abs.4 S.7 EnWG) als auch die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung (§ 21a Abs.5 S.1 EnWG) im Sinne des § 21a Abs.6 S.1 Nr.2 ARegV in zulässiger Weise näher ausgestaltet, denn ihm stehe eine Einschätzungsprärogative und ein Gestaltungsspielraum zu, den er nicht überschritten habe. Auch liege kein Verstoß gegen § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG vor. Beim generellen sektoralen Produktivitätsfaktor handele es sich nicht um eine Effizienzvorgabe, so dass die Anwendung dieser Vorschrift schon ausscheide. Wenn man dies anders sehen würde, erstrecke sich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor sowohl auf die beeinflussbaren als auch auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Die Höhe des sektoralen Produktivitätsfortschritts sei anhand einer in der Volkswirtschaftslehre anerkannten Methode, dem so genannten Törnquist-Index ermittelt worden. Zugunsten der Netzbetreiber sei der ermittelte Wert mehr als halbiert worden, nämlich von 2,54 % auf 1.25 %.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor werde auch schon im ersten Jahr der ersten Anreizregulierungsperiode angewendet, wie sich aus dem Wortlaut des § 9 Abs. 2 ARegV („jährlich“) ergebe. Auch die Höhe des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in den Jahren 2010 bis 2013 sei nicht fehlerhaft berechnet worden. Der Produktivitätsfaktor sei, solange es einen Produktivitätsfortschritt gebe, immer positiv.

Der Antrag auf Ansatz eines Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV schon für das Jahr 2009 sei unzulässig. Er könne nur während der laufenden Regulierungsperiode gestellt werden. Wortlaut, Sinn und Zweck der Vorschrift sowie die Systematik der ARegV stützten diese Auslegung. Für das Jahr 2009 werde die Erlösobergrenze erstmalig bestimmt. Eine gleichzeitige oder unmittelbar anschließende Anpassung der Erlösobergrenze sehe die Verordnung nicht vor. Die Anpassung der Erlösobergrenze sei daher erstmalig zum 30. September 2009 für das Folgejahr 2010 möglich. Damit würden die Werte des Basisjahres, entsprechend dem in § 4 Abs. 3 ARegV zum Ausdruck kommenden Willen des Gesetzgebers, die Ausgangsbasis für das erste Jahr der Regulierungsperiode bilden.

Der pauschalierte Investitionszuschlag sei zutreffend berechnet worden. Bei der Berechnung der Kapitalkosten sei der alte Eigenkapitalzinssatz nach § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV angewendet worden, weil dieser zum Zeitpunkt des Effizienzvergleichs (bis zum 01. Juli 2008, § 12 Abs. 5 S. 1 ARegV), maßgebend gewesen sei. Der neue Eigenkapitalzinssatz sei erst am 07. Juli 2008 festgelegt worden. Die Anwendung des alten Eigenkapitalzinssatzes habe die Beschwerdeführerin grundsätzlich auch nicht angegriffen, verlange aber bei der Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlags widersprüchlich die Anwendung des neuen Eigenkapitalzinssatzes. Es sei auch nicht nachvollziehbar, weshalb bei der Kapitalkostenberechnung ein Risikozuschlag berücksichtigt werden müsse. Die Vorschrift des § 14 Abs. 2 S. 3 und S. 4 ARegV stelle klar, wie das auf Tagesneuwertbasis bewertete Anlagevermögen zu verzinsen sei, nämlich 40 % als Eigenkapital und 60 % als Fremdkapital. „Übersteigendes Eigenkapital“ gebe es in diesem Zusammenhang nicht. Für eine Kumulation des pauschalierten Investitionszuschlags fehle überdies eine rechtliche Grundlage.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang der Bundesnetzagentur und die Protokolle der Senatssitzungen vom und , ersteres mit den in Bezug genommenen rechtlichen Hinweisen, verwiesen.

B.

Die zulässige Beschwerde der Betroffenen hat in der Sache aus den mit den Parteien in den mündlichen Verhandlungen vom und im Einzelnen erörterten Gründen keinen Erfolg. Die Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode sind im Einklang mit den Vorgaben der ARegV festgelegt. Zu Recht hat die Beschlusskammer auch den im Zusammenhang damit gestellten Antrag der Betroffenen auf Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 zurückgewiesen.

I.

Die form- und fristgerecht eingelegte und begründete Beschwerde ist als Verpflichtungsbeschwerde in Form der Bescheidungsbeschwerde zulässig (§§ 75 Abs. 1, 78 Abs. 1, 3, 83 Abs. 4 EnWG). Die Betroffene ist insbesondere auch beschwerdebefugt. Dafür ist ausreichend, dass sie – wie geschehen - geltend macht, durch die Festsetzung der Erlösobergrenze in ihren wirtschaftlichen Interessen beschwert zu sein.

II.

In der Sache hat die Beschwerde indessen keinen Erfolg.

1. Bestimmung des Ausgangsniveaus:

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene dagegen, dass die Beschlusskammer als Ausgangsniveau für die Bestimmung ihrer Erlösobergrenze für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung ihrer letzten – bestandskräftigen – Entgeltgenehmigung vom auf der Basis des Geschäftsjahres 2006 zugrundegelegt hat, ohne dieses in verschiedener Hinsicht anzupassen. Ihre Rüge, die Beschlusskammer hätte das sich aus der Entgeltgenehmigung ergebende Ausgangsniveau mit Blick auf die Erkenntnisse der einschlägigen BGH-Rechtsprechung zur Berücksichtigungsfähigkeit verschiedener Kostenbestandteile, wegen der geltend gemachten Rechtswidrigkeit der zugrundegelegten Preisindizes sowie der Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer korrigieren müssen, geht fehl.

1.1. Der Ordnungsgeber sieht in § 6 Abs. 1 ARegV grundsätzlich vor, dass das Ausgangsniveau durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der jeweiligen Netzentgeltverordnung zu ermitteln ist. Diese hat im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Basis der Daten des (dann) letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs – des Basisjahres – zu erfolgen. Durch den Verweis auf § 3 Abs. 1 Satz 4 2.HS GasNEV und § 3 Abs. 1 Satz 5 2. HS StromNEV, nach denen gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr in die Kostenartenrechnung einfließen können, ist klargestellt, dass auch insoweit Plandaten berücksichtigt werden können (§ 6 Abs. 1 Satz 2 ARegV). Vor dem Hintergrund, dass die erste Regulierungsperiode zum 01.01.2009 begonnen hat, hätte daher eine sol-

che Kostenprüfung im Jahre 2007 auf der Basis des Geschäftsjahres 2006 erfolgen müssen. Dieses ist in § 6 Abs. 1 Satz 5 ARegV auch ausdrücklich als Basisjahr festgelegt worden.

Für die erste Regulierungsperiode bestimmt § 6 Abs. 2 ARegV indessen davon 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 1.500 Netzbetreiber und Regulierungsbehörden verbundenen Aufwand auch angesichts des Zeitfaktors zu vermeiden. Nach dem Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung am 6. November 2007 standen den Regulierungsbehörden bis zum Beginn der ersten Regulierungsperiode nur noch 14 Monate für die erstmals durchzuführenden Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zur Verfügung. Mit Blick darauf hatte die Bundesnetzagentur schon im Rahmen ihres Berichts nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung angeregt, als Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode die in der letzten Entgeltprüfung genehmigten Entgelte heranzuziehen, sofern diese sehr zeitnah vor dem Beginn der ersten Regulierungsperiode erfolgt ist (siehe Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, S. 159, Tz. 734).

Die „letzte“ Entgeltgenehmigung ist auf Empfehlung des Wirtschaftsausschusses zeitlich dahin präzisiert worden, dass sie „auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basiert“ (BR-Drs. 417/07 (Beschluss) vom 21.09., S. 2 f.). Ziel dessen war es, eine möglichst einheitliche Datenbasis und eine geordnete Abwicklung des Effizienzvergleichs sicherzustellen. Vor dem Hintergrund in der Praxis erwogener Möglichkeiten sollte klargestellt werden, dass im Jahre 2008 gegebenenfalls neu gestellte Entgeltgenehmigungsanträge, die auf dem Geschäftsjahr 2007 basieren, und die daraus resultierenden Ergebnisse der Kostenprüfung nicht zu berücksichtigen sind (siehe zu der entsprechenden Empfehlung Elspas, et 2007 (Heft 6), S. 8, 10). Hatte der Netzbetreiber auf Basis der Kostenlage 2006 keinen Antrag auf Genehmigung von Netzentgelten gestellt, sollte eine Kostenprüfung ebenfalls nicht erfolgen, in einem solchen Fall ist das Ergebnis der Kostenprüfung maßgeblich, die der Entgeltgenehmigung mit der letzten verfügbaren Daten-

grundlage zugrunde lag. Damit ist dem Umstand Rechnung getragen worden, dass es in der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde gängige Praxis war, die Netzentgeltbescheide aus der ersten Entgeltgenehmigungsrunde bis zum 31.12.2008 zu verlängern. Entsprechendes sieht § 34 Abs. 3 ARegV für die kleinen Netzbetreiber vor, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Hatte der Netzbetreiber in der so genannten zweiten Entgeltgenehmigungsrunde unter anderem entsprechend § 32 Abs. 5 StromNEV/ § 32 Abs. 6 GasNEV keine Erhöhung der Netzentgelte beantragt, findet § 6 ARegV keine Anwendung. Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze ergibt sich vielmehr aus dem Ergebnis der letzten abgeschlossenen Entgeltgenehmigung zuzüglich eines jährlichen Inflationsausgleichs für die Jahre 2005 und 2006.

1.2. Vor diesem Hintergrund ist für die von der Betroffenen begehrte Anpassung des Ergebnisses der in der letzten Entgeltgenehmigung von der Regulierungsbehörde vorgenommenen Kostenprüfung kein Raum. Der Verordnungsgeber hat von einer Überprüfung des Ergebnisses der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung ausdrücklich abgesehen. Im Einzelnen:

1.2.1. Soweit die Betroffene die Berücksichtigung der tatsächlichen Beschaffungskosten für Verlustenergie für das Jahr 2007 bzw. der Plankosten für das Jahr 2009, oder für das Jahr 2008 begehrt, waren diese nicht entsprechend § 3 Abs. 1 S. 5 2. HS StromNEV zu berücksichtigen, da eine solche Anpassung der maßgeblichen Kostenbasis in § 6 Abs. 2 ARegV – anders als bei der Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV – nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Unabhängig davon ließe eine Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV auch nur die Berücksichtigung von Plankosten der maßgeblichen Anreizregulierungsperiode und damit nicht solche des Jahres 2008 zu. Höhere tatsächliche Beschaffungskosten in den entscheidenden Jahren 2009 bis 2013 können in der ersten Regulierungsperiode – sofern die Voraussetzungen im Einzelfall vorliegen – nur zu einer der vom Verordnungsgeber in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten führen (ebenso: OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 18 BA; dazu auch: Schneider IR 2009, 170, 171).

1.2.2. Das Ergebnis der in der Entgeltgenehmigung vom vorgenommenen Kostenprüfung ist auch nicht zu korrigieren, weil die Bundesnetzagentur nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs aus dem Jahre 2008 zugunsten der Betroffenen weitere Kostenpositionen hätte berücksichtigen müssen. Es sind keine Korrekturen für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen in der Verzinsungsbasis sowie bei der Verzinsung des überschießenden Eigenkapitals vorzunehmen. Insoweit kann die Betroffene nur auf die vom Verordnungsgeber ausdrücklich vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten zurückgreifen.

Schon aus dem Wortlaut des § 6 Abs. 2 ARegV, der der Regulierungsbehörde vorgibt, dass das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung heranzuziehen ist, folgt, dass die Regulierungsbehörde dieses keiner weiteren Überprüfung unterziehen soll. Dies zeigt auch ein Vergleich der unterschiedlichen Regelungsinhalte der Absätze 1 und 2 des § 6 ARegV, wonach im Falle des Absatzes 1 die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze eine aktive eigene Ermittlung der Regulierungsbehörde erfordert, während im Falle des Absatzes 2 das Ausgangsniveau bereits festgelegt ist und die Regulierungsbehörde dieses in Form des Ergebnisses der Kostenprüfung nur noch heranziehen, das heißt übernehmen muss. Auch Systematik sowie Sinn und Zweck der Norm lassen nur dieses Verständnis zu. § 6 Abs. 2 ARegV stellt die Ausnahme zu der Regel dar, dass die Regulierungsbehörde eine Kostenprüfung vornehmen soll und bestimmt näher, aus welcher Entgeltgenehmigung daher das Ergebnis der Kostenprüfung heranzuziehen ist. § 34 ARegV trifft eine entsprechende Regelung für die kleinen Netzbetreiber, welche am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Dass in § 34 Abs. 3 S. 2 ARegV von „Kosten, die im Rahmen der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23 a EnWG anerkannt worden sind“ die Rede ist, ändert an der inhaltlichen Vergleichbarkeit der beiden Regelungen nichts. Die anderslautende Formulierung in § 34 ARegV erklärt sich vielmehr aus dem Umstand, dass in den Fällen des § 34 Abs. 3 ARegV aufgrund der Verlängerung oder Erstreckung der ersten Netzentgeltgenehmigung bis zum Beginn der Anreizregulierung im Rahmen dieser zweiten Entgeltgenehmigung keine Kostenprüfung durchgeführt wurde. Vor dem Hintergrund, dass mit diesen Regelungen – wie bereits dargestellt – zum einen eine möglichst einheitliche Datenbasis und die Vermeidung erneuter Kostenprüfungen sichergestellt werden sollte, ist das Ergebnis der Kostenprüfung aus dem letzten § 23 a EnWG-Bescheid in unveränderter Form

als Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze in der ersten Regulierungsperiode zu übernehmen. Damit scheidet eine Aktualisierung der Ergebnisse der Kostenprüfung nach dem gesetzgeberischen Willen und dem des Verordnungsgebers aus. Andernfalls käme es zu einem nachträglichen (Teil-) Genehmigungsverfahren, womit von einer Grundvoraussetzung der Anreizregulierung, dem einheitlichen Ausgangsniveau, Abstand genommen würde (vergleiche auch OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 9; Beschluss vom 25.03.2010, Az. 202 EnWG 20/09, S. 5ff; OLG Brandenburg, Beschluss vom 12.01.2010, Az. Kart W 7/09, RN 36ff, zitiert nach juris; a.A. OLG Schleswig, Beschluss vom 25.03.2010, 16 Kart 51/09, S. 12 ff.; Rosin RdE 2009, 37, 40). Insoweit kommt es auch nicht darauf an, welchen Umfang die Anpassungen bei dem einzelnen Netzbetreiber hätten, zumal hinsichtlich des zu vermeidenden Verwaltungsaufwands auf die Gesamtheit der Netzbetreiber abgestellt werden muss.

Aus § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV kann die Betroffene ebenfalls nichts zu ihren Gunsten herleiten. Dort hat der Verordnungsgeber auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses lediglich aufgenommen, dass der durchgeführte Effizienzvergleich von solchen Änderungen des nach § 6 ermittelten Ausgangsniveaus unberührt bleibt, die sich auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträglich ergeben. Die gerichtliche Überprüfung der Festsetzung der Erlösobergrenze erstreckt sich grundsätzlich auf das von der Regulierungsbehörde ermittelte Ausgangsniveau. Kommt es insoweit zu einer Änderung durch rechtskräftige gerichtliche Entscheidung soll die Regulierungsbehörde nicht gezwungen werden, nach einer jeden solchen gerichtlichen Entscheidung den (bundesweiten) Effizienzvergleich neu durchführen zu müssen, insoweit wird der für den einzelnen Netzbetreiber ermittelte Effizienzwert von nachträglichen Änderungen durch Gerichtsentscheidungen nicht berührt. Allein dies wollte der Verordnungsgeber mit dieser Regelung sicherstellen (BR-Drs. 417/1/07 (Empfehlungen), S. 7; BR-Drs. 417/07 (Beschluss), S. 6). Daraus lässt sich aber nicht der Schluss ziehen, dass das nach § 6 Abs. 2 ARegV heranzuziehende Ergebnis der Kostenprüfung durch nachträgliche Erkenntnisse aus Gerichtsverfahren Dritter zu Gunsten oder zu Lasten der Netzbetreiber fortzuschreiben ist.

1.3. Dass die Regulierungsbehörde mit Blick auf höchstrichterliche Grundsatzentscheidungen und eine etwaig von ihr abgegebene Gleichbehandlungszusage ver-

pflichtet sein könnte, auch eine bestandskräftige Entgeltgenehmigung nach den Grundsätzen der §§ 48, 49 VwVfG nachträglich abzuändern, rechtfertigt ebenfalls keine andere Beurteilung (siehe dazu auch OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 19; OLG Naumburg, Beschluss vom 05.11.2009, Az. 1 W 6/09 (EnWG), RN 42, zitiert nach juris). Die Regulierungsbehörden waren nach der Regelung des § 6 Abs. 2 ARegV verpflichtet, bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der ersten Regulierungsperiode das Ergebnis der – schon erfolgten – Kostenprüfung zugrunde zu legen. Damit kommt eine Anpassung der Kostenbasis der letzten Netzentgeltgenehmigung im Hinblick auf die danach ergangenen Grundsatzentscheidungen des Bundesgerichtshofs nicht in Betracht. Auf die Frage der Reichweite der Bindung der bestandskräftigen Netzentgeltgenehmigung vom kommt es daher im vorliegenden Fall nicht an (siehe auch OLG Brandenburg, a.a.O., RN 37). Vor diesem Hintergrund kann auch einer etwaigen Gleichbehandlungszusage nur das Verständnis zukommen, dass die Beschlusskammer in zukünftigen Verfahren, in denen sie eine eigenständige Kostenprüfung vorzunehmen hat, der dann geklärten Rechtslage entsprechend verfahren werde.

1.4. Eine Anpassung des Ausgangsniveaus kommt daher auch im Ansatz schon nicht für den Fall in Betracht, dass der erkennende Senat die von der Betroffenen im Verfahren VI-3 Kart (V) angegriffenen Preisindizes, die die Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 17.10.2007 (BK 9 – 07/602-1) festgelegt hat und die der Berechnung der Tagesneuwerte in der Entgeltgenehmigung vom zugrunde liegen, für rechtswidrig erklären sollte. Auch insoweit verbleibt es bei dem Ergebnis der Kostenprüfung in der Entgeltgenehmigung vom .

1.5. Ebenso wenig war die Beschlusskammer verpflichtet, die kalkulatorische Gewerbesteuer mit Blick auf die von ihr zu Gunsten der Betroffenen vorgenommene Anpassung der Eigenkapitalverzinsung zu aktualisieren.

Die Beschlusskammer hat allerdings die mit der Entgeltgenehmigung vom vorgegebene Eigenkapitalverzinsung mit Blick auf den mit Beschluss vom 7. Juli 2008 entsprechend § 7 Abs. 6 StromNEV festgelegten höheren Zinssatz angepasst, um diese Festlegung nicht leerlaufen zu lassen (ebenso Hummel, in Danner/Theobald, EnWG, Juni 2008, R. 21 zu § 6 ARegV; Weyer, RdE 2008, 261, 263; für ein Hinausschieben

Böwing/Franz/Sömantri, et 2007 (Heft 6), S. 14, 15 f.). Gem. § 7 Abs. 6 StromNEV hatten die Regulierungsbehörden über die Anwendung der Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 EnWG vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 ARegV, erstmals zum 1. Januar 2009, durch Festlegung zu entscheiden. Dem Umstand, dass die Regulierungsbehörde selbst den Zinssatz für die Verzinsung des Eigenkapitals für die erste Regulierungsperiode höher als in § 7 Abs. 4 StromNEV festgelegt hat - und zwar ausdrücklich für die Bestimmung der Erlösobergrenze nach § 6 ARegV -, hat sie durch die Anpassung dieses Kostenfaktors an die geänderte Rechtslage Rechnung getragen. Daraus erwächst jedoch kein Anspruch des Netzbetreibers auf Anpassung der Kostenpositionen, die an die Kostenposition Eigenkapitalverzinsung nur als Berechnungsfaktor anknüpfen. Insoweit muss es bei der Vorgabe des § 6 Abs. 2 ARegV bleiben.

2. Netzanschlusskostenbeiträge:

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene dagegen, dass die Beschlusskammer neben den Erlösen aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen auch Netzanschlusskostenbeiträge als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV berücksichtigt hat. Die Gleichbehandlung dieser Positionen ist zur Schließung einer offensichtlichen Regelungslücke in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV nach dem Sinn und Zweck der Vorschrift geboten.

Der Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV enthält neben dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auch kalkulatorische Erlöse, deren Berücksichtigung zur Folge hat, dass der Kostenblock der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten insgesamt absinkt. Nach dem Wortlaut der Ziffer 13 ist jedoch nur der jährliche Auflösungsbetrag der Baukostenzuschüsse nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 der NEVen kostensenkend zu berücksichtigen. Nicht aufgeführt ist der in § 9 Abs. 1 Nr. 3 der NEVen angeführte Ertrag aus Netzanschlusskosten. Insoweit liegt jedoch eine Regelungslücke vor. Diese ist nach Sinn und Zweck der Vorschrift dadurch zu schließen, dass auch die Erlöse aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse zu behandeln sind. Unter Berücksichtigung der ergänzenden und vertiefenden Ausführungen der Bundesnetzagentur im Schriftsatz vom [] hält der Senat an seiner im Hinweisbeschluss vom [] – nur vorläufig – geäußerten Rechtsauffassung nicht weiter fest.

§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV ist erst nachträglich noch auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses eingefügt worden. Zur Begründung ist lediglich angeführt, durch die Aufnahme der Baukostenzuschüsse sollten Verzerrungen im Effizienzvergleich, der auf standardisierte Kapitalkosten abstellt, ausgeschlossen werden (BR-Drs. 417/1/07 (Empfehlungen) S. 6). Dabei hat der Verordnungsgeber aber versehentlich nicht berücksichtigt, dass dies gleichermaßen auch für die streitgegenständlichen Netzanschlusskosten gilt. Für eine einheitliche Handhabung beider Positionen spricht schon, dass es sich um vergleichbare Kostenarten handelt, denn in beiden Fällen erhält der Netzbetreiber für Anlagenteile Kostenerstattungen von Seiten des Netznutzers. Baukostenzuschüsse sind anteilige Kostenerstattungen für das bereits bestehende Netz, Netzanschlusskosten solche für den individuell hergestellten Anschluss. Beide Zahlungen fallen nicht nur zeitlich meist zusammen, sondern sind – wie die Bundesnetzagentur dargelegt hat – von der überwiegenden Zahl der Netzbetreiber in der Vergangenheit sowohl in der Entgeltkalkulation als auch bilanziell und damit auch in der kalkulatorischen Kostenrechnung nicht getrennt, sondern einheitlich verbucht worden. Da es sich bei ihnen um Erträge handelt, die in der Regel als Sonderposten mit Rücklagenanteil in die Bilanz einfließen, werden – entgegen der Annahme des Senats im Hinweisbeschluss vom – nicht nur die Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen, sondern auch die Erlöse aus Netzanschlusskostenbeiträgen einheitlich linear – entsprechend dem Abschreibungszeitraum des zugrunde liegenden Wirtschaftsguts oder im Pachtmodell über Jahre – aufgelöst. Für das Geschäftsjahr 2006, das für die Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung zugrunde zulegen war und damit als Ausgangsniveau für Effizienzvergleich und Erlösobergrenze maßgeblich ist, bedeutet dies, dass in der Regel noch – zulässigerweise – einheitlich erfasste Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge aus den Jahren ab 1986 durch ihre lineare Auflösung fortwirken. Mit Blick darauf ist schon bei der Durchführung des Effizienzvergleichs nur ein einheitlicher Ansatz möglich und sachgerecht, um Verzerrungen zu vermeiden. Entsprechend sind sie dann auch im Weiteren bei der Berechnung der individuellen Erlösobergrenze einheitlich als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil erlösmindernd zu berücksichtigen. Der entsprechenden Klarstellung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV hat zwischenzeitlich auch der Bundesrat ausdrücklich zugestimmt (BR-Drs.312/10 (Beschluss) vom 09.07.2010, S. 20).

3. Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie und Härtefallantrag:

Ohne Erfolg bleibt die Beschwerde auch, soweit die Beschlusskammer die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie den dauerhaft beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet und die insoweit gestiegenen Kosten nicht als Härtefall im Sinne des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV anerkannt hat.

3.1. Bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie handelt es sich – wie der Senat schon in den bei ihm anhängigen Beschwerdeverfahren im Zusammenhang mit der Anerkennung freiwilliger Selbstverpflichtungserklärungen als wirksame Verfahrensregulierung entschieden hat (vergleiche nur: Beschluss vom , VI-3 Kart (V)) – nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 21a Abs. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV.

3.1.1. Der Ordnungsgeber hat in dem Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV festgeschrieben, welche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten sollen. Insoweit hat er von der Ermächtigung des § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG Gebrauch gemacht, nach der er in der Rechtsverordnung nach Satz 1 auch Regelungen dazu treffen kann, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Vorgaben dazu enthält § 21 Abs. 4 S. 1, S. 6 EnWG. In Satz 2 und Satz 3 hat der Gesetzgeber beispielhaft aufgezählt, welche Kosten zwingend zu den nicht beeinflussbaren Kosten zu zählen sind oder als solche zu gelten haben. 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. Diese hat der Ordnungsgeber in den Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 mit Nummer 1, 2, 3 und 7 ARegV übernommen. Daneben hat er weitere Kosten als nicht beeinflussbar gelten lassen und so von der ihm eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht, sie als dauerhaft nicht beeinflussbar zu fingieren. Dies hat zur Folge, dass sie den Effizienzvorgaben entzogen sind und der Netzbetreiber die von der Regulierungsbehörde bestimmte Erlösobergrenze – und auch seine Entgelte - autonom bei einer Kostenänderung innerhalb der Regulierungsperiode entsprechend § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 3, S. 4

ARegV anpassen kann. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie werden von dem Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht erfasst, sie gelten daher nicht schon qua Verordnung als nicht beeinflussbar.

3.1.2. Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sind grundsätzlich objektiv vom Netzbetreiber beeinflussbare Kosten, so dass sie auch nach der gesetzgeberischen Wertung des § 21a Abs. 4 S. 1, 6 EnWG nicht den Effizienzvorgaben entzogen sind und von daher auch nicht einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 3 ARegV ab dem zweiten Jahr der Regulierungsperiode unterliegen können. Nach § 21a Abs. 4 S. 1, 6 EnWG dürfen sich die Effizienzvorgaben nicht auf den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil beziehen, weil es sich insoweit um Kosten der Netzbetreiber handelt, auf deren Höhe sie nicht einwirken können. Beeinflussbar sind damit all die Kosten, an deren Entstehung das Unternehmen in irgendeiner Weise beteiligt war und ist, das heißt solche, die durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflusst werden. Dabei kommt es allein auf die abstrakte Möglichkeit der Beeinflussbarkeit an (Groebel in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 21a, R. 44ff.). In den Regelbeispielen des § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG hat der Gesetzgeber beispielhaft aufgeführt, welche Kostenanteile er als tatsächlich nicht beeinflussbar ansieht. Dazu gehören – wie bereits oben ausgeführt - 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.

Um objektiv nicht beeinflussbare Kosten handelt es sich bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie indessen nicht (a.A. OLG Naumburg, a.a.O., R. 43, jedoch ohne nähere Begründung). Bei der Beschaffung von Verlustenergie haben die Netzbetreiber zwar die Vorgaben einzuhalten, die sich aus § 22 Abs. 1 EnWG, § 10 Abs. 1 StromNZV ergeben; die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie können aber selbst dann in verschiedener Hinsicht noch beeinflusst werden. Von daher hat der Ordnungsgeber schon im Grundsatz davon abgesehen, die Beschaffungskosten für Verlustenergie entsprechend der Ermächtigung des § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG in den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des § 11 Abs. 2 ARegV aufzunehmen. Er hat der Regulierungsbehörde mit § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV lediglich die Möglichkeit eingeräumt, diese Kosten dann als dauer-

haft nicht beeinflussbar gelten zu lassen, wenn sie sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.

3.2. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie gelten auch nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV.

Wie der Senat in den Beschwerdeverfahren mehrerer Netzbetreiber im Zusammenhang mit einer wirksamen Verfahrensregulierung der Beschaffung von Verlustenergie festgehalten hat, steht dem schon entgegen, dass die Regulierungsbehörde weder die von ihr selbst erlassene so genannte Festlegung „Beschaffungsrahmen“ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 – noch die freiwillige Selbstverpflichtung der Betroffenen als wirksame Verfahrensregulierung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat und die Betroffene auf eine solche Festlegung auch keinen Anspruch hätte.

3.2.1. In § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV hat der Verordnungsgeber vorgesehen, dass auch solche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten können, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der maßgeblichen nationalen oder europäischen Zugangsverordnung unterliegen. Zu diesen gehören gem. § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 ARegV auch Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie. In Satz 4 definiert der Verordnungsgeber 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 und die Regulierungsbehörde muss dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festlegen. Als umfassend reguliert kann die Regulierungsbehörde – wie der Verordnungsbegründung zu entnehmen ist – den betreffenden Bereich nicht nur dann ansehen, wenn der Netzbetreiber im Sinne der Vorgaben des § 21a Abs. 4 EnWG keine Möglichkeit der eigenständigen Kostenbeeinflussung hat, sondern auch dann, wenn diese nur geringfügig sind (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.

Das Verfahren zur Beschaffung von Verlustenergie hat die Bundesnetzagentur weder auf der Grundlage ihrer Festlegung „Beschaffungsrahmen“ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 – noch auf der Grundlage der von der Betroffenen abgegebenen freiwilligen Selbstverpflichtung als wirksam verfahrensreguliert festgelegt und damit die Kosten nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt. § 11 Abs. 2 S. 2, 3 ARegV sieht als formelle Komponente einer wirksamen Verfahrensregulierung und damit der Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten die förmliche Festlegung vor. Diese hat vor Beginn der Regulierungsperiode für deren Dauer zu erfolgen. Mit ihr soll vermieden werden, dass im Verlauf der Regulierungsperiode Unklarheiten darüber entstehen, ob für bestimmte Bereiche eine wirksame Verfahrensregulierung anzunehmen ist (BR-Drs. 417/07 vom 15.06., S. 52). Eine solche förmliche Feststellung und damit Festlegung muss auch deshalb erfolgen, weil § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV den Netzbetreiber ermächtigt, die von der Regulierungsbehörde bestimmte Erlösobergrenze nachträglich zum 1. Januar eines Kalenderjahres – und damit gemäß § 17 Abs. 2, 3 ARegV auch seine Entgelte – eigenständig anzupassen, wenn sich solche als nicht beeinflussbar geltenden Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 2, 3 ARegV nachträglich ändern. Gem. § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV bedarf es in solchen Fällen nicht der erneuten Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde; die bloße Mitteilung nach § 28 Nr. 1 ARegV reicht insoweit aus.

Gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 4. Dezember 2008, mit dem die Festlegung des der freiwilligen Selbstverpflichtung der Betroffenen zugrunde liegenden Verfahrens als wirksame Verfahrensregulierung abgelehnt hat, hat diese ein Rechtsmittel eingelegt. Der erkennende Senat hat die Beschwerde mit Beschluss vom , Aktenzeichen VI-3 Kart (V), zurückgewiesen. Die Betroffene hat Rechtsbeschwerde erhoben, die beim Bundesgerichtshof anhängig ist. Der Beschluss der Bundesnetzagentur ist damit nicht bestandskräftig.

3.2.2. Schließlich kann die Betroffene unabhängig davon auch nicht mit Erfolg einwenden, dass die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als dauerhaft nicht beeinflussbar zu gelten hätten.

3.2.2.1. Anspruch auf eine solche Anerkennung hat der Netzbetreiber nur dann, wenn die Verfahrensregulierung derart ausgestaltet ist, dass ihm keine Möglichkeit einer eigenständigen Kostenbeeinflussung mehr verbleibt. Dies ist weder auf der

Grundlage der Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 – noch auf der Grundlage des Verfahrens, das der freiwilligen Selbstverpflichtung der Betroffenen zugrundeliegt, der Fall.

Bei dem vorgeschlagenen Verfahrensmodell können die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie – worauf der Senat schon in den bei ihm anhängig gewesenen Beschwerdeverfahren hingewiesen hat – in verschiedener Hinsicht noch beeinflusst werden. Objektiv möglich sind ihr Einflussnahmen etwa durch die Wahl von Ausschreibungszeitpunkten und –zeiträumen, der Losgröße der Langfristkomponente, der Bildung von Ausschreibungsgemeinschaften, die Form der Beschaffung des langfristig prognostizierbaren Verlustenergiebedarfs und die Art und Weise der Prognose des zu beschaffenden Bedarfs sowie durch die fehlenden Vorgaben für die Beschaffung der Kurzfristkomponente.

Auch die in der Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 – von der Beschlusskammer getroffenen Vorgaben belassen – wie sie in dieser Entscheidung zutreffend ausgeführt hat – nach der erklärten Zielsetzung, aber auch materiell für Verteilernetzbetreiber noch Spielräume einer Kostenbeeinflussung, so dass die Beschaffungskosten objektiv beeinflussbar sind.

3.2.2.2. Die Anerkennung von solchen objektiv auch nur geringfügig beeinflussbaren Beschaffungskosten als dauerhaft nicht beeinflussbar kann der einzelne Netzbetreiber nicht beanspruchen. Die Entscheidung als solche steht – wie der Senat schon in den diesbezüglichen Beschwerdeverfahren ausgeführt hat – im Ermessen der Regulierungsbehörde, das nicht seinen Interessen dient, sondern seine wirtschaftlichen Interessen nur berührt. In der Sache hat die Regulierungsbehörde unter Abwägung der im Einzelfall zu berücksichtigenden Umstände, insbesondere der Kosten der betroffenen Netzbetreiber und der Interessen der mit den Kosten letztlich belasteten Netznutzer sowie der gesetzlich vorgesehenen Anpassungsmechanismen zu prüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Anerkennung von objektiv – nur geringfügig – beeinflussbaren Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sachgerecht und geboten ist. Dabei kann sie unter Berücksichtigung der existierenden Vorgaben und des zu betrachtenden Beschaffungsmarkts vorhandene Verhaltensspielräume weiter reduzieren oder aber davon absehen, des Weiteren kann sie ergänzend hierzu ein spezifisches Anreizmodell entwickeln. Bei einer umfassenden Wer-

tung all dieser Gesichtspunkte handelt es sich daher letztlich um die Frage, ob und gegebenenfalls wie unter Berücksichtigung aller zu berücksichtigenden Umstände das – vom Gesetz- und Verordnungsgeber legitimierte – Abweichen von der gesetzgeberisch vorgegebenen Methode sachgerecht und geboten ist. Die Entscheidung dieser Frage und damit das der Regulierungsbehörde eingeräumte Ermessen dient nicht unmittelbar rechtlich geschützten Interessen des betroffenen Netzbetreibers, sondern vornehmlich den mit den Zielvorgaben des § 32 Abs. 1 ARegV in den Blick genommenen Interessen. 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.

3.3. Schließlich wendet sich die Betroffene ohne Erfolg dagegen, dass die Beschlusskammer die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie nicht als Härtefall im Sinne des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV anerkannt hat. Die Beschlusskammer hat den Härtefallantrag der Betroffenen zwar nicht ausdrücklich abgelehnt, sondern diesen nicht beschieden. Eine unterlassene Bescheidung steht aber einer Ablehnung gemäß § 75 Abs. 3 S. 2, 3 EnWG gleich.

3.3.1 Eine Anpassung der bestimmten 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. Als Beispiel für ein solches unvorhersehbares Ereignis hat der Verordnungsgeber in der Verordnungsbegründung Naturkatastrophen und Terroranschläge angeführt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.07, S. 45). Ein solcher Antrag kann seiner Zielsetzung entsprechend jederzeit gestellt werden, die zeitlichen Vorgaben für den Fall des Abs. 4 S. 1 Nr. 1 gelten hier nicht.

Nach Auffassung des Senats stellt die Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV eine Auffangregelung dar, die grundsätzlich dann eingreifen muss, wenn die übrigen vom Verordnungsgeber vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten nicht einschlägig oder ausreichend sind, und die Beibehaltung der festgesetzten Erlösobergrenze andernfalls zu einer unzumutbaren Härte führen würde (a.A. OLG Brandenburg, Beschluss vom 12.01.2010, Az. Kart W 2/09, S. 8 f.; OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 17; OLG Naumburg, Beschluss vom

5.11.2009, Az. 1 W 1/09 (EnWG), S. 17). In einem solchen Fall lässt § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund einer von der Regulierungsbehörde zu treffenden Ermessensentscheidung zu.

Der Senat hat dazu in seinen Beschlüssen vom 24. März 2010 - VI-3 Kart 166/09 (V) und VI-3 Kart 200/09 (V) – Folgendes grundsätzlich ausgeführt:

- *„Härtefallregelungen stellen eine gesetzliche Ausprägung des verfassungsrechtlichen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit dar (vergleiche nur: BVerfGK 7, 465; 477). Sie sollen gewährleisten, dass auch in Ausnahmefällen, die wegen ihrer atypischen Ausgestaltung nicht im Einzelnen vorhersehbar sind und sich deshalb nicht mit abstrakten Merkmalen erfassen lassen, ein Ergebnis erzielt wird, das dem Normergebnis in seiner grundsätzlichen Zielrichtung gleichwertig ist (BVerwGE 90, 202, 208; zu einer ungeschriebenen Härtefallregelung BGH, Beschluss des Kartellsenats vom 14.08.2008, KVR 35/07 „Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße“, R. 51 ff.). Die Regelung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV knüpft daher auch an ein unvorhersehbares Ereignis an. Da es entscheidend darauf ankommt, welche Perspektive man für maßgeblich erachtet, ist dieser Begriff allerdings mehrdeutig. Versteht man ihn – wie die Bundesnetzagentur - objektiv, so ist die Regelung restriktiv zu handhaben. Stellt man indessen auf die subjektiven Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde im Zeitpunkt ihrer Entscheidung ab, gelangt man zu einer weiten Auslegung der Regelung. In einem solchen Fall reichen auch solche zu Mehrkosten führenden Umstände aus, die in gewissem Sinne zwar vorhersehbar waren, von der Regulierungsbehörde indessen im maßgeblichen Entscheidungszeitpunkt nicht anerkannt wurden bzw. werden konnten (so auch: Missling, IR 2008, 201, 202; Schneider, IR 2009, 194; Hummel, a.a.O., R. 37 zu § 4).*

Dafür, dass ihr ein solches Verständnis zukommen soll, spricht schon der – allerdings in anderem Zusammenhang geäußerte - Wille des Ordnungsgebers. Im Zuge des Erlasses der Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messstelleneinrichtungen im Strom- und Gasbereich (MessZV) hat er den Härtefallantrag nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV als Anpassungsmöglichkeit für den Fall in Betracht gezogen, dass einem Netzbetreiber während einer Regulierungsperiode er-

hebliche Mehrkosten entstehen sollten, für die eine Verbuchung auf dem Regulierungskonto mit Ausgleich in der nächsten Regulierungsperiode entsprechend § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV nicht hinreichend erschiene (BR-Drs. 568/08 vom 8.08.2008, S. 33; s.a. Missling, a.a.O.). Ähnlich hatte der Wirtschaftsausschuss eine entsprechende Ergänzung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV um „wesentliche Änderungen der nicht beeinflussbaren Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 sowie den Sätzen 2 und 3“ angeregt, mit der er dem Umstand Rechnung tragen wollte, dass ein massiver Anstieg wirtschaftlich bedeutender Kosten u.U. zu Liquiditätsproblemen und damit zu einer nicht zumutbaren Härte führen könne (Empfehlung vom 7.09.2007, BR-Drs. 417/1/07, S. 2). Ein solches Verständnis hatte im Übrigen auch die Bundesnetzagentur ihrem Arbeitsentwurf eines Eckpunktepapiers der Beschlusskammern 6 und 8 „zur Berücksichtigung von Kostensteigerungen bei den Verteilnetzbetreibern im Rahmen der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung“ vom 23. Juni 2008 zugrunde gelegt.

- Die Systematik der Anreizregulierung sowie die Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht gebieten ebenfalls dieses Verständnis.

Als Regulierungsmethode ist es der Anreizregulierung systemimmanent, dass sie bei der Bestimmung der Erlösbergrenzen von generalisierenden, typisierenden und pauschalisierenden Vorgaben ausgeht. Sie stellt eine komplexe Methode mit einer Reihe von Faktoren dar, die in die – für den Netzbetreiber entscheidende - Erlösbergrenze einfließen. Dass die Anreizregulierung den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz, das sich aus § 21 Abs. 1 und 2 EnWG ergebende Gebot angemessener Entgelte und daher auch die in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG gezogene Grenze der Erreich- und Übertreffbarkeit achtet, soll durch verschiedene Anpassungs- und Korrekturmechanismen sichergestellt werden.

Die Anpassungsmechanismen des § 4 ARegV beziehen sich indessen nur auf Veränderungen während der Regulierungsperiode. § 4 Abs. 3 ARegV berücksichtigt Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8, von enumerativ aufgeführten nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des § 11 Abs. 2 ARegV und gemäß den Qualitätsvorgaben nach Maßgabe des § 19 ARegV. Die Erlösbergrenze kann gem. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV weiter angepasst werden im Falle

einer nachhaltigen und somit langfristigen Veränderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Durch diesen Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) wird berücksichtigt, dass sich die tatsächlichen Umstände, welche die Versorgungsaufgabe prägen, im Laufe der Regulierungsperiode ändern können. Davon zu unterscheiden ist der Ausgleich kurzfristiger, prognosebedingter Mengenabweichungen, der durch das Regulierungskonto des § 5 ARegV erfasst wird.

Mit diesen erst auf Veränderungen während der Regulierungsperiode reagierenden Anpassungsmöglichkeiten können indessen nicht solche Kostensteigerungen und eine aus ihnen resultierende Härte kompensiert werden, die darauf beruhen, dass sich der Verordnungsgeber angesichts des engen Zeitfensters im Zusammenhang mit der Einführung der Anreizregulierung dafür entschieden hat, in generalisierender, typisierender und pauschalisierender Weise an eine bereits erfolgte Kostenprüfung anzuknüpfen. So wird das Ausgangsniveau zur Bestimmung der Erlösobergrenze gem. § 6 Abs. 2 ARegV durch die letzte Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG bestimmt, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahrs 2006 oder früher beruht. Sofern in dieser Entgeltgenehmigung nicht Plankosten des Jahres 2008 Berücksichtigung gefunden haben, führt dies zu einem Zeitversatz von mindestens drei Jahren, nämlich zwischen dem Jahr, dem die der Kostenprüfung zugrunde liegenden Daten entstammen und 2009 als dem ersten Jahr der Regulierungsperiode. Daraus resultiert auch deshalb eine Beeinträchtigung der Aktualität der Daten, weil nach der Vorgabe des § 6 Abs. 2 ARegV für die erste Anreizregulierungsperiode - anders als § 6 Abs. 1 S. 2 ARegV es für die zweite Regulierungsperiode vorsieht - Planwerte keine Berücksichtigung finden können. In tatsächlicher Hinsicht kommt hier noch hinzu, dass die in der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde erlassenen Bescheide der Regulierungsbehörden in materiel-ler Hinsicht verschiedene Kostenpositionen nicht berücksichtigt haben, die nach den Grundsatzentscheidungen des Bundesgerichtshofs vom 14.08.2008 hätten Berücksichtigung finden müssen.

Die Korrektur einzelner, in die Erlösobergrenze einfließender Faktoren ist weiter in § 15 und § 16 Abs. 2 ARegV vorgesehen. Der Schutz des einzelnen Netzbetreibers vor einer Überforderung durch die Anreizregulierung wird ganz wesentlich durch § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG geleistet. Danach muss jeder Netzbetreiber die in-

individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen erreichen und übertreffen können. Die Vereinbarkeit mit dieser Vorgabe sichert die – allein - auf die Effizienzvorgabe bezogene Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 S. 1 ARegV, wonach die Regulierungsbehörde die 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. Eine weitere Anpassungsmöglichkeit enthält § 15 ARegV, wonach der Effizienzwert zu bereinigen ist, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass strukturelle Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe durch den – naturgemäß pauschalisierenden, typisierenden und generalisierenden - Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt worden sind.

Diese Anpassungsmöglichkeiten, insbesondere die des Härtefalls des § 16 Abs. 2 S. 1 ARegV versagen indessen dann, wenn der durchgeführte Effizienzvergleich eine 100%-ige Effizienz für den Netzbetreiber ergibt. Ebenso wenig wie für ihn ein Aufschlag auf den Effizienzwert (§ 15 Abs. 1 ARegV) in Betracht kommt, können für ihn abzubauenende Ineffizienzen ermittelt werden, so dass eine abweichende Bestimmung der individuellen Effizienzvorgabe ausscheidet (§ 16 ARegV).

Für den Netzbetreiber, dessen Erlösobergrenze ausgehend von einer 100 %igen Effizienz ermittelt worden ist, können daher Mehrkosten, welche die Regulierungsbehörde bei ihrer die Ausgangsbasis bildenden Entgeltentscheidung aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht berücksichtigt hat, im Rahmen des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen, wenn und soweit deren Beibehaltung andernfalls zu einer unzumutbaren Härte führen würde.“

3.3.2 Ein solcher Fall liegt hier indessen nicht vor. Für die Betroffene ist ein Effizienzwert von 92,30 % ermittelt worden, so dass sie zunächst die Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV und auf diesem Wege die der festgesetzten Erlösobergrenzen begehren müsste, wenn sie angesichts der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie schon die über die Effizienzvorgabe vorgegebene Absenkung der Erlösobergrenze unter Nutzung aller ihr möglichen und zu-

mutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann. Mit dieser Härteklausel wird die Umsetzung der höherrangigen Vorgabe des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG sichergestellt, sie soll den Netzbetreiber vor einer generellen Überforderung schützen. Die individuelle Effizienzvorgabe des § 16 Abs. 1 ARegV gibt dem Netzbetreiber auf, die mittels des Effizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung des Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden abzubauen, dies fließt erlösmindernd in die Erlösobergrenzen ein. Lässt sich schon dieser Abbau des beeinflussbaren Kostenanteils trotz aller möglichen und zumutbaren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung nicht realisieren, hat die Bundesnetzagentur die Effizienzvorgabe abweichend zu bestimmen. Dabei hat eine Gesamtbetrachtung der Kostensituation zu erfolgen, weil die Steigerung einer einzelnen Kostenart durch kostensenkende Effekte im Übrigen ausgeglichen oder relativiert werden kann. Nur wenn und soweit dies – bei der gebotenen Gesamtkostenbetrachtung – dazu führen sollte, dass die Möglichkeit der Anpassung ihrer individuellen Effizienzvorgabe und damit auch der Erlösobergrenze nicht ausreichend sein sollte, kommt – nachrangig - eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 EnWG wegen unzumutbarer Härte in Betracht.

Da § 16 Abs. 2 ARegV von dem Netzbetreiber den Nachweis fordert, dass er die festgelegte individuelle Effizienzvorgabe nicht erreichen oder übertreffen kann und die maßgeblichen Erkenntnisse sich naturgemäß nur aus seinem Netzbetrieb ergeben können, liegt es an ihm, ein entsprechendes in seinem Interesse liegendes Verfahren zu initiieren, auch wenn § 16 Abs. 2 ARegV nicht ausdrücklich einen Antrag vorschreibt. Für ein solches Begehren hat die Betroffene gegenüber der Bundesnetzagentur bislang nichts vorgetragen, so dass diese nicht verpflichtet war, die Voraussetzungen im Einzelnen zu prüfen. Dass aus dem gestellten Härtefallantrag vom für sie ersichtlich gewesen ist, dass der Betroffenen mit den festgelegten Erlösobergrenzen eine Kostendeckung unmöglich ist, lässt sich ihrem Vorbringen nicht entnehmen.

3.3.3 In diesem Zusammenhang ist es ohne Belang, dass die Beschlusskammer den Härtefallantrag nicht ausdrücklich abgelehnt, sondern diesen nicht beschieden hat. Eine unterlassene Bescheidung steht einer Ablehnung gemäß § 75 Abs. 3 S. 2, S. 3 EnWG gleich. Die Ablehnung ist auch begründet gewesen, denn ein Anspruch auf eine positive Bescheidung des Härtefallantrags stand der Betroffenen aus den vor-

stehenden Gründen – der Vorgeiflichkeit des Vorgehens nach § 16 Abs. 2 ARegV – ohnehin nicht zu (siehe dazu auch § 83 Abs. 4 EnWG).

4. Effizienzvergleich und Effizienzwert:

Die Beschwerde ist erfolglos, soweit die Betroffene rügt, dass Output-Parameter oberhalb der Spannungsebene Hochspannung, die Zahl nachgelagerter Zählpunkte und erhöhte Tiefbaukosten nicht gemäß § 13 ARegV als Parameter für den Effizienzvergleich berücksichtigt worden sind. Sie ist auch erfolglos, soweit die Betroffene insoweit eine Bereinigung des Effizienzwerts gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV zu ihren Gunsten begehrt.

4.1. Mit ihrer gegen den Effizienzvergleich gerichteten Rüge wendet sich die Betroffene nicht gegen die bei dessen Durchführung nach der Anlage 3 zu § 12 ARegV anzuwendenden Methoden, sondern ausschließlich gegen die Auswahl der nach § 13 Abs. 1, 3 ARegV im Effizienzvergleich zu berücksichtigenden Vergleichsparameter. Der Bundesnetzagentur kommen jedoch bei der Bestimmung der für den Effizienzvergleich relevanten Vergleichsparameter ein weites Regulierungsermessen und eine Einschätzungsprärogative zu. In § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV hat der Verordnungsgeber beispielhaft sechs Vergleichsparameter festgelegt, von denen gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV in der ersten und der zweiten Regulierungsperiode nur vier näher bestimmte Parameter, nämlich die Zahl der Anschlusspunkte, die Fläche des versorgten Gebietes, die Leitungslänge (Systemlänge) und die zeitgleiche Jahreshöchstlast, zwingend heranzuziehen sind. Darüber hinaus durfte die Bundesnetzagentur gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 ARegV weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV bestimmen und verwenden. Die Vorschrift des § 13 Abs. 3 ARegV fordert unter anderem, dass die weiteren Parameter geeignet sein müssen, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen (§ 13 Abs. 3 S. 2 ARegV). Ferner muss die Auswahl der Parameter mit qualitativen, analytischen und statistischen Methoden erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Die Bundesnetzagentur hat nach einer umfassenden wissenschaftlichen Untersuchung, unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV, nach einer entsprechenden Kostentreiberanalyse insgesamt elf Vergleichsparameter festgelegt.

4.1.1. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur den gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 Nr. 2a ARegV verpflichtenden Vergleichsparameter „Leitungslänge (Systemlänge)“ weiter ausdifferenziert, indem sie fünf Unterparameter geschaffen hat. Diese erfassen die Länge der Kabel mit niedriger, mittlerer und hoher Spannung sowie die Länge der Freileitungen mit mittlerer und hoher Spannung. Die Länge von Kabeln und Freileitungen mit Höchstspannung wird nicht erfasst.

Deshalb hat die Bundesnetzagentur auch Kilometer Freileitungen, die die Betroffene in Höchstspannung betreibt, beim Effizienzvergleich unberücksichtigt gelassen. Dies begegnet, jedenfalls im Rahmen des § 13 ARegV, keinen rechtlichen Bedenken. Die Betroffene ist eine Elektrizitätsverteilernetzbetreiberin im Sinne von § 3 Nr. 3 EnWG. Die Elektrizitätsverteilung umfasst nach der Definition der Verteilung in § 3 Nr. 37 EnWG nur die Spannungsebenen der Nieder-, Mittel- und Hochspannung, dagegen nicht die Höchstspannungsebene (so auch: Hellermann in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 3, R. 13 u. 60). Die Höchstspannungsebene dient alleine der Übertragung im Sinne von § 3 Nr. 32 EnWG zum Zwecke der Belieferung von Verteilern (so auch: Hellermann, a.a.O., R. 60 u. 55). Für die Betreiber von Übertragungsnetzen ist in § 22 Abs. 1 ARegV ein gesonderter Effizienzvergleich vorgesehen. Dass die Betroffene als Verteilernetzbetreiberin „historisch bedingt“ auch Freileitungen in Höchstspannung betreibt, kann aufgrund der eindeutigen gesetzlichen Regelung – jedenfalls im Rahmen des § 13 ARegV – keine Berücksichtigung finden, auch nicht im Wege einer Umrechnung der Parameter oberhalb der Hochspannung in die gewählten Parameter.

Zudem hat die Beschlusskammer insoweit eine Bereinigung der Kostenbasis vorgenommen. Die auf die Kostenstellen „Höchstspannung“ und „Umspannung Höchstspannung/Hochspannung“ entfallenden Kostenanteile in Höhe von EUR wurden im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt, gleichwohl aber den Erlösbergrenzen hinzugerechnet, so dass sich aus dem Vorhandensein der Höchstspannungsebene für die Betroffene nicht nur kein Nachteil ergibt, sondern sogar ein Vorteil durch einen verbesserten Effizienzwert.

4.1.2. Nicht zu beanstanden ist auch, dass die Bundesnetzagentur zwar den Vergleichsparameter „Anschlusspunkte“ gemäß der Verordnungsvorgabe in § 13 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV berücksichtigt hat, dagegen nicht den Zusammenhang zwischen

der Zahl der Anschlusspunkte und der Zahl der nachgelagerten Zählpunkte. Wie ausgeführt, hat die Bundesnetzagentur nach einer umfassenden wissenschaftlichen Untersuchung, unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV, insgesamt elf Vergleichsparameter festgelegt, zu denen die Zahl der zu einem Anschlusspunkt gehörigen Zählpunkte nicht gehört. Der Berücksichtigung der Zählpunkte steht bereits die Vorschrift des § 13 Abs. 3 S. 2 und S. 3 ARegV entgegen. Danach sind Parameter nur dann geeignet, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, wenn sie nicht „in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden“. Die Zahl der einem Anschlusspunkt zugehörigen Zählpunkte wird im Vergleichsparameter „Anschlusspunkte“ ersichtlich zumindest teilweise abgebildet und würde bei einer zusätzlichen Berücksichtigung den Vergleichsparameter „Anschlusspunkte“ in seiner Wirkung zumindest teilweise wiederholen. Es kann daher dahinstehen, ob ein Vergleichsparameter „Zahl der Zählpunkte“ gegebenenfalls zu „besseren“ Ergebnissen geführt hätte als der Vergleichsparameter „Anschlusspunkte“. Diese Überlegung verbietet sich schon deshalb, weil der Vergleichsparameter „Anschlusspunkte“ durch den Ordnungsgeber verbindlich vorgegeben worden ist.

4.1.3. Letztlich ist auch nicht zu beanstanden, dass die erhöhten Tiefbaukosten durch keinen Vergleichsparameter berücksichtigt werden. Zu den gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV zwingend zu berücksichtigenden Vergleichsparametern gehören (Tief-) Baukosten nicht. Wie ausgeführt kommt der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung weiterer geeigneter Vergleichsparameter ein weites Regulierungsermessen zu. Für eine willkürliche und damit rechtswidrige Nichtberücksichtigung von (Tief-) Baukosten ist nichts ersichtlich.

4.2. Zur Bereinigung des Effizienzwerts gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV zugunsten der Betroffenen war die Bundesnetzagentur ebenso wenig verpflichtet, weil die Betroffene schon nicht nachgewiesen hat, dass sich die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht haben.

4.2.1. Gemäß § 15 Abs. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder § 22 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe be-

stehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht. Mit dieser Regelung will der Ordnungsgeber sicherstellen, dass strukturelle oder sonstige Besonderheiten des Versorgungsgebiets oder der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, die im Effizienzvergleich durch die gewählten Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden, Eingang in die Bestimmung seines bereinigten Effizienzwerts und damit seiner Ineffizienzen finden, so dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf der Grundlage der Effizienzwerte zu bestimmenden Effizienzvorgaben gewährleistet wird. Verursachen derartige individuelle Besonderheiten des Netzbetreibers Kosten in erheblichem Ausmaß, sollen sie im Wege einer individuellen Betrachtung bewertet und ein angemessener Aufschlag auf den Effizienzwert festgesetzt werden. Erheblich und von der Bundesnetzagentur aufzugreifen ist das Vorbringen des Netzbetreibers damit nur, wenn sich die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten aufgrund der strukturellen Besonderheiten um mindestens 3 Prozent erhöhen. Mit diesem Schwellenwert soll gewährleistet werden, dass die Prüfung struktureller Besonderheiten grundsätzlich nur in wirtschaftlich bedeutsamen Einzelfällen den allgemeinen Effizienzvergleich ergänzt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 59 f.). Im Ordnungsverfahren ist der ursprünglich mit 1 % vorgesehene Schwellenwert auf 3 % erhöht worden, da § 15 ARegV nur den Ausnahmefall regeln soll, also solche Besonderheiten, die deutlich höhere Kosten zur Folge haben. Grundsätzlich – so hat der Ordnungsgeber ausgeführt – ist davon auszugehen, 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.).

4.2.2. Zu Recht hat die Regulierungsbehörde das Vorbringen der Betroffenen im Ordnungsverfahren (Schreiben vom , Anlage Bf) nicht aufgegriffen, um den Effizienzwert zu bereinigen. Auch unter Berücksichtigung ihres Vorbringens im Beschwerdeverfahren besteht dafür kein Anlass.

4.2.2.1. Allerdings ist es zweifelhaft, ob eine Bereinigung hier – wie die Bundesnetzagentur meint – schon deshalb ausscheiden muss, weil die von der Betroffenen angeführten Gesichtspunkte keine Besonderheit i.S.d. § 15 ARegV darstellen. 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. Des weiteren liege eine Besonderheit nur dann vor, wenn außergewöhnliche, also nur eine äußerst geringe Anzahl der betrachteten Unternehmen betreffende strukturelle oder sonstige Umstände bestehen. Gegen dieses enge Verständnis sprechen nach Auffassung des Senats der Wortlaut, die Systematik wie auch Sinn und Zweck einer Bereinigung des Effizienzwerts.

§ 15 ARegV spricht zwar von der Besonderheit der Versorgungsaufgabe, diese kann jedoch nicht im engschränkten Sinne des § 10 Abs. 2 ARegV („bestimmt sich nach der Fläche des versorgten Gebiets und den von den Netzkunden bestimmten Anforderungen an die Versorgung mit Strom und Gas“) und den dort angeführten Parametern verstanden werden. Der Verordnungsgeber will ausweislich der Begründung zu § 15 ARegV mit dieser Regelung gerade sicherstellen, dass strukturelle oder sonstige Besonderheiten des Versorgungsgebiets oder der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, die im Effizienzvergleich durch die gewählten Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden, Eingang in die Bestimmung seines bereinigten Effizienzwerts und damit seiner Ineffizienzen finden, so dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf der Grundlage der Effizienzwerte zu bestimmenden Effizienzvorgaben gewährleistet wird. Des weiteren nimmt er – wie bereits ausgeführt – grundsätzlich an, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die naturgemäß bei einem standardisierten Effizienzvergleich keine Berücksichtigung finden, wobei die Schwelle der 3 % Wert sein soll. Damit trägt er dem Umstand Rechnung, dass nicht alle erdenklichen Größen als Kostentreiber in das Benchmarkingverfahren einbezogen werden können, weil dann die Gefahr besteht, dass seine Durchführung nicht mehr praktikabel ist und die Aussagekraft verwässert würde und daher die Bundesnetzagentur mittels der ihr vorgegebenen Methoden nur die wesentlichen kostentreibenden Parameter identifizieren soll, die voneinander unabhängig, eindeutig definierbar sowie quantitativ messbar sind (§

13 Abs. 3 ARegV, insbesondere Sätze 2, 3, 7 und 8). Gerade weil es sich dabei um einen sehr komplexen Prozess mit einem weiten Einschätzungs- und Gestaltungsfreiraum für die Regulierungsbehörde handelt, hat der Verordnungsgeber mit § 15 Abs. 1 ARegV eine Korrekturmöglichkeit geschaffen, die bei der Ermittlung des Effizienzwerts aufgrund des generalisierenden, typisierenden und pauschalisierenden Ansatzes des verwandten Modells außer Betracht bleiben.

4.2.2.2. Letztlich kann dahinstehenden, ob es sich bei den Freileitungen in der Höchstspannungsebene, der Zahl nachgelagerter Zählpunkte und den erhöhten Tiefbaukosten um Besonderheiten der Versorgungsaufgabe der Betroffenen im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV handelt, weil diese weder im Verwaltungs- noch im Beschwerdeverfahren gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nachgewiesen hat, dass Umstände vorliegen, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ermittelten Kosten um mindestens Prozent erhöht haben (grundsätzlich gegen eine Nachweispflicht des Netzbetreibers: Hummel in Danner/Theobald, Energierecht, Std. Juni 2008, § 15 ARegV, R. 11).

Bei der Betroffenen liegt die Aufgreifschwelle der Mehrkosten, wie die Bundesnetzagentur zutreffend ausgeführt hat, bei EUR. Die Mehrkosten sind gemäß §§ 14 Abs. 1 Nr. 1, Nr.2, 6 ARegV nach den Vorgaben der StromNEV, insbesondere den §§ 4 bis 11 StromNEV, zu berechnen, weil sie mit den dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Kosten der Ausgangskostenbasis abgeglichen werden müssen. Dies setzt voraus, dass die Mehrkosten nach den gleichen Maßstäben berechnet werden wie die Ausgangskostenbasis. Die konkrete Kostenerhöhung ist folglich mit Blick auf die dem Effizienzvergleich als Ausgangsniveau zugrunde gelegten Kosten des Basisjahres 2006 zu beziehen, so dass der betroffene Netzbetreiber im einzelnen darlegen und nachweisen muss, in welcher konkreten Höhe die maßgeblichen (Mehr-)Kosten in diese Gesamtkosten eingeflossen sind. Da die Kostenpositionen in der Überleitungsrechnung stark aggregiert sind, reicht eine Bezugnahme darauf nicht aus, sondern müssen die individuell besonderen Kosten des maßgeblichen Basisjahres unter Beifügung geeigneter Nachweise erläutert werden. Dies hat die Betroffene nicht getan, insbesondere hat sie keine Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV vorgenommen. Die Betroffene hat sich im Beschwerdeverfahren und auch nach einem entsprechenden Hinweis des Senats vom im Wesentlichen auf

ihr vorgerichtliches Schreiben vom (Anlage Bf) bezogen, welches die vorgenannten Erfordernisse weder im Hinblick auf die Freileitungen in der Höchstspannungsebene noch im Hinblick auf die Zahl nachgelagerter Zählpunkte und die erhöhten Tiefbaukosten erfüllt. Dies genügt den an §§ 6, 7 StromNEV zu messenden Vorgaben nicht. Die Betroffene hätte vielmehr nachweisen müssen, dass die von ihr geltend gemachten Besonderheiten kausal zu einer Erhöhung ihrer bereinigten Netzkosten um mindestens 3 % führen.

Zu den Mehrkosten der dezentralen Erzeugungsleistung fehlt bereits eine prüfbare Herleitung der Mehrkosten.

Zu den Freileitungen in der Höchstspannungsebene () erfolgte lediglich eine Umrechnung in fiktive Freileitungen in der Hochspannungsebene () mittels einer der stromwirtschaftlichen Fachliteratur entnommenen Kostenformel, wodurch sich Mehrkosten in Höhe von EUR ergeben sollen. Damit kann sie den erforderlichen Nachweis nicht führen. Sie hätte darlegen müssen, in welcher Höhe die behaupteten Mehrkosten in die in Anlage 2 zur Erlösbergrenzenfestlegung aufgeführten aggregierten Kostenpositionen des Jahres 2006, die die Aufwandparameter des Effizienzvergleichs bilden, eingeflossen sind. Das gleiche gilt für die nachgelagerten Zählpunkte und die Tiefbaukosten.

Bei den nachgelagerten Zählpunkten erfolgte eine Hochrechnung der Kosten auf der Grundlage der in ihrem Preisblatt veröffentlichten Preise für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung, ohne dass ein konkreter Bezug zu den in die Aufwandparameter über das Ausgangsniveau eingeflossenen Kosten des Geschäftsjahres 2006 hergestellt werden kann. Daraus sollen Mehrkosten in Höhe von EUR resultieren. Im Zusammenhang mit den Tiefbaukosten erfolgte lediglich eine Berechnung der angeblichen Mehrkosten in Höhe von EUR anhand eines Leistungsverzeichnisses.

5. genereller sektoraler Produktivitätsfaktor:

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene auch dagegen, dass die Beschlusskammer bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen entsprechend §§ 9, 7 ARegV den generellen

sektoralen Produktivitätsfaktor berücksichtigt hat. Auch die Berechnung als solche ist nicht zu beanstanden.

5.1. § 9 ARegV regelt die Bestimmung des in der Regulierungsformel vorgesehenen generellen sektoralen Produktivitätsfaktors.

Mit ihm will der Ordnungsgeber dem Umstand Rechnung tragen, 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. In letzteren zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form von niedrigeren Preisen an die Kunden weiterzugeben. Dort drückt die allgemeine Inflationsrate die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise und der Rate des generellen Produktivitätswachstums aus. Von daher hat der Ordnungsgeber es als notwendig angesehen, im Rahmen der Anreizregulierung bei der Bestimmung der Erlösobergrenze nicht nur zu berücksichtigen, wie ein Netzbetreiber seine individuelle Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern verbessern kann (individuelle Effizienzvorgabe) sondern auch, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt (BR-Drs. 417/07, S. 48; Meinzenbach, Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008, S. 251 f.). Der sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert damit den Verbraucherpreisgesamtindex des § 8 ARegV, um eine angemessene Geldwertentwicklung der spezifischen Branche zu erfassen (siehe auch Müller-Kirchenbauer in: Danner/Theobald, EnWG, R. 4 ff. zu § 21a; Groebel in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, Redner. 29 zu § 21a). Durch den Verbraucherpreisgesamtindex wird nicht nur die allgemeine Geldwertentwicklung abgebildet, sondern auch die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung berücksichtigt. Daher legt § 9 Abs. 1 ARegV fest, dass der sektorale Produktivitätsfortschritt aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zu ermitteln ist. In Absatz 2 hat der Ordnungsgeber diese prozentuale Abweichung für die erste Regulierungspe-

riode auf 1,25 % p.a. und für die zweite auf 1,5 % p.a. festgelegt. Ab der dritten Regulierungsperiode wird der Faktor nach Maßgabe des Absatzes 3 durch die Regulierungsbehörde berechnet.

5.2. Die grundsätzliche Kritik der Betroffenen an der Implementierung dieses sektoralen Produktivitätsfortschritts in die Methodik der Anreizregulierung geht fehl. Dass der Verordnungsgeber damit die ihm in § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG eingeräumte Verordnungsbefugnis überschritten hat und die Regelung des § 9 ARegV daher nichtig ist, ist weder ersichtlich noch dargetan.

Ohne Erfolg rügt die Betroffene, die Berücksichtigung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in der Regulierungsformel verstoße gegen die gesetzgeberischen Vorgaben in § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG und § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG.

Der Verordnungsgeber übt ihm gesetzlich übertragene Rechtssetzungsbefugnis aus. Ihm steht schon von daher Gestaltungsfreiheit zu. Bei seiner verordnungsgeberischen Entscheidung handelt es sich um ein sachverständiges Urteil mit prognostischer Tendenz und Elementen des Wertens, Bewertens und Abwägens (vgl. nur: BVerfGE 40, 352, 355; BVerwGE 18, 336; 60, 25, 45; 56, 31, 47; BayVerfGH VerwRspr. 1981, 257, 264 f.). Der Verordnungsgeber entscheidet grundsätzlich frei nicht nur über das ob und wann, sondern auch über den Inhalt der Verordnung. Seine Gestaltungsfreiheit ist in formeller Hinsicht nur durch die gesetzgeberischen Vorabentscheidungen eingegrenzt (Art. 80 Abs. 1 GG). In materieller Hinsicht darf er von der eingeräumten Gestaltungsfreiheit nur zweckentsprechend Gebrauch machen und muss sich in den Grenzen bewegen, die ihm durch das höherrangige Recht, insbesondere das Verfassungsrecht gezogen sind. Nur darauf kann sich auch die gerichtliche Kontrolle erstrecken, ihre Reichweite richtet sich nach Art und Umfang der verordnungsgeberischen Gestaltungsfreiheit.

Hier hat der Gesetzgeber die Bundesregierung in § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG ermächtigt, die nähere Ausgestaltung der Methode einer Anreizregulierung nach den Absätzen 1 bis 5 und ihrer Durchführung durch Rechtsverordnung zu regeln. Schon die Natur der zu regelnden Materie, die Entwicklung einer Regulierungsmethode, bringt es mit sich, dass dem Verordnungsgeber ein weiter Gestaltungsfreiraum ein-

geräumt ist. Daher gibt § 21a in den Absätzen 2 bis 5 EnWG auch nur die inhaltlichen Grundlagen für die Anreizregulierung vor (ebenso OLG Schleswig, Beschluss vom 25.03.2010, Az. 16 Kart 34/09, juris RN 58). Sie bilden lediglich die wesentlichen Eckpfeiler des Anreizregulierungskonzepts ab, sind aber zugleich methodenoffen, da die Regulierungsbehörde das Anreizregulierungsmodell entwickeln soll (BT-Drs. 15/5268). In § 112a EnWG hat der Gesetzgeber die Bundesnetzagentur dementsprechend verpflichtet, unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft sowie der betroffenen Wirtschaftskreise einen „Bericht zur Einführung der Anreizregulierung“ vorzulegen, der den Verordnungsgeber erst in die Lage versetzen sollte, die Methodik der Anreizregulierung durch Rechtsverordnung näher zu bestimmen. Entsprechend sieht § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG lediglich vor, dass die Regulierungsbehörde zu Beginn der Regulierungsperiode Vorgaben für die festzulegenden Obergrenzen setzen soll, konkret nennt der Gesetzgeber nur dabei zu berücksichtigende Effizienz- und Qualitätsvorgaben. § 21a Abs. 4 S. 7 EnWG legt weiter fest, dass die Vorgaben für die Entwicklung oder Festlegung der Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen müssen. Die Verordnungsermächtigung führt daher auch konkret an, dass die Verordnung insbesondere Regelungen zum Verfahren bei der Berücksichtigung der Inflationsrate treffen kann (§ 21a Abs. 6 S. 2 EnWG). Zu den individuellen Effizienzvorgaben gibt § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG lediglich vor, dass diese durch die Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs *unter Berücksichtigung insbesondere* der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, *der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung*, der Versorgungsqualität und auf dieser bezogener Qualitätsvorgaben sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt werden sollen. § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG bestimmt weiter, dass die individuellen Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind, weil sie nach § 21 a Abs. 5 S. 4 EnWG mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein müssen.

Mit der konkreten Berücksichtigung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors hat der Verordnungsgeber den ihm damit eingeräumten Gestaltungsspielraum nicht überschritten. § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG räumt dem Verordnungsgeber ausdrücklich die Ermächtigung ein, die Methode der Anreizregulierung und damit auch

Art und Weise der Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung näher auszugestalten. § 21a Abs. 4 S. 7 EnWG sieht zwingend vor, dass die Vorgaben für die Entwicklung oder Festlegung der Obergrenze den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen müssen. Regelungen zum Verfahren der Berücksichtigung der Inflationsrate sind daher im Katalog des § 21a Abs. 6 S. 2 EnWG ausdrücklich aufgeführt (Nr. 5). Von dieser Ermächtigung hat der Verordnungsgeber Gebrauch gemacht. Regelungen zum – generellen sektoralen oder gesamtwirtschaftlichen – Produktivitätsfortschritt sind letztlich solche der allgemeinen Geldwertentwicklung (ebenso OLG Stuttgart Beschlüsse vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 29ff; Az. 202 EnWG 19/09, S. 9ff sowie Beschluss vom 25.03.2010, Az. 202 EnWG 20/09, S. 44ff; a.A. OLG Brandenburg, Beschlüsse vom 12.01.2010, Az. Kart W 1/09, S. 10f; Az. Kart W 3/09, S. 14f.; Az. Kart W 4/09 S. 12f.; Az. Kart W 7/09, S. 14f.). Mit der allgemeinen sektoralen Produktivitätssteigerungsrate hat der Verordnungsgeber lediglich die im Verbraucherpreisindex abgebildete gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung korrigiert und auf diese Weise den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung sachgerecht ausgestaltet. Diese Korrektur war aus seiner Sicht notwendig, um der durch nationale und internationale Analysen und Erfahrungen belegten Produktivitätsentwicklung auf monopolistischen Märkten nach Einführung eines Anreizregulierungssystems Rechnung zu tragen (siehe dazu eingehend: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, S. 21 f.; 166 ff.; Meinzenbach, a.a.O., S. 260 ff.).

Ein Verstoß gegen § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG, nach dem die individuellen Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind, oder gegen § 21a Abs. 5 S. 1, der die Bestimmung der individuellen Effizienzvorgabe näher regelt, lässt sich damit nicht feststellen. Der Verbraucherpreisindex, mit dem die allgemeine Geldentwertung auszugleichen ist, ist mit § 21a Abs. 4 S. 7 EnWG als zu berücksichtigender Parameter im Rahmen der Vorgaben für die Erlösobergrenze vorgesehen. Da der generelle sektorale Produktivitätsfaktor diesen nur korrigiert, ist auch er zulässiger Bestandteil der Vorgaben für die Erlösobergrenzen und nicht Teil der individuellen Effizienzvorgabe. Die Vorgaben des § 21a Abs. 5 S. 1 und § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG finden auf ihn schon keine Anwendung (ebenso OLG Stuttgart, a.a.O., Az. 202 EnWG 3/09, S. 31; Az. 202 EnWG 19/09, S. 14; a.A. OLG Naumburg, Beschluss

vom 05.11.2009, Az. 1 W 6/09 (EnWG), juris RN 52, 58ff; OLG Schleswig, Beschluss vom 25.03.2010, Az. 16 Kart 34/09, juris R. 68).

Letztlich kommt dies auch in der Regulierungsformel zum Ausdruck, mit der die Erlösobergrenze ermittelt wird. Die ermittelten Gesamtkosten des Netzbetreibers werden auf die drei verschiedenen Kostenanteile – dauerhaft nicht beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare – verteilt und sodann unterschiedlichen Einflussfaktoren ausgesetzt, von denen es abhängt, in welcher Höhe sie in die Erlösobergrenze eingehen. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterliegen keinen weiteren Senkungsvorgaben oder Beeinflussungen, sondern werden in ihrer Höhe übernommen. Die verbleibenden Kosten werden durch den individuell ermittelten Effizienzwert auf beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgeteilt. Letztere werden ermittelt, indem die nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile verbliebenen Kosten mit dem bereinigten Effizienzwert multipliziert werden (§§ 11 Abs. 3, 15 ARegV). Die verbleibenden Kosten stellen die beeinflussbaren Kostenanteile dar (§ 11 Abs. 4 ARegV). Nur sie unterliegen entsprechend der Vorgabe des § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG der individuellen Effizienzvorgabe und werden mit dem Verteilungsfaktor für die Ineffizienzen ($1-V_t$) multipliziert, da sie innerhalb der Regulierungsperioden abgebaut werden sollen (§ 16 Abs. 1 ARegV). Weitere Faktoren beziehen sich sowohl auf die beeinflussbaren als auch auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Sie werden zunächst mit dem Ergebnis der Division des Verbraucherpreisindex des jeweiligen Jahres (VPI_t) durch den Verbraucherpreisindex des Basisjahres (VPI_0) abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (PF_t) multipliziert (§§ 8, 9 ARegV). Zudem können sie mit dem Erweiterungsfaktor multipliziert werden (EF_t ; § 10 ARegV) und Zu- oder Abschläge zur Gewährleistung der Netzzuverlässigkeit und –leistungsfähigkeit vorgenommen werden (Q_t ; §§ 18 – 21 ARegV).

Die konkrete Höhe des sektoralen Produktivitätsfortschritts ist ebenso wenig zu be-
anstanden. Die Einschätzung des Ordnungsgebers, inwieweit in Strom- oder Gasnetzen als monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten, ist angesichts ihres prognostischen Charakters gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbar.

Dass der Ordnungsgeber unsachgemäße Erwägungen angestellt hat, ist nicht ersichtlich. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des von ihr erstellten Berichts nach § 112a EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG die Verwendung des so genannten Törnquist-Index als wissenschaftlich anerkannten methodischen Ansatz für die erstmalige Ermittlung des Xgen-Faktors vorgeschlagen. Der – ebenfalls wissenschaftlich anerkannte – so genannte Malmquist-Index liefere zwar genauere Ergebnisse, sei jedoch sehr datenintensiv und daher für die erstmalige Ermittlung nicht empfehlenswert (S. 168). Vor dem Hintergrund, dass der von ihr auf diese Weise ermittelte Wert von 2,54 % p.a. mit Unsicherheitsfaktoren – etwa durch fehlende sektorspezifische Daten, angesichts der untersuchten Zeitintervalle einschließlich deren Gewichtung – behaftet ist, andererseits aber nationale und internationale Studien belegen, dass regelmäßig von einem positiven allgemeinen X-Wert im Energiebereich auszugehen ist, hat der Ordnungsgeber einen Sicherheitsabschlag vorgenommen und den Produktivitätsfortschritt für die erste Regulierungsperiode auf 1,25 % und für die zweite auf 1,5 % p.a. festgesetzt.

Im Übrigen ist durch die Anpassungsmöglichkeiten der ARegV sichergestellt, dass der Netzbetreiber nur Vorgaben erhält, die er unter Nutzung ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen auch erreichen und übertreffen kann. Für die Betroffene als % effiziente Netzbetreiberin wird dies durch die Möglichkeit eines Antrags auf Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV entsprechend §§ 21 Abs. 2, 21a Abs. 3, Abs. 5 S. 4, Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG garantiert. Damit ist dem verfassungsrechtlich zu beachtenden Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen.

5.3. Auch die konkrete Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist nicht zu beanstanden.

Zu Recht hat die Beschlusskammer den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor als Korrekturterm der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung auch schon für das erste Jahr der Regulierungsperiode und die Pft-Werte der einzelnen Jahre der Regulierungsperiode durch Multiplikation berücksichtigt. Gem. § 9 Abs. 2 ARegV beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in der ersten Regulierungsperiode jährlich 1,25 %. Er ist folglich als Wachstumsrate für jedes einzelne Jahr im Verhält-

nis zum vorangegangenen Zeitraum und damit auch für das erste Jahr der Regulierungsperiode anzusetzen. Die Anlage 1 zu § 7 ARegV sieht weiter vor, dass er „in Analogie zu dem Term VPI^t/VPI^0 dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden“ und von dem kumulierten Effekt der Inflationsrate abzuziehen ist.

Die konkrete Berechnungsweise der Beschlusskammer steht im Einklang mit diesen Vorgaben. Der Ordnungsgeber hat sich – wie dem nachträglich insoweit noch aufgenommenen Zusatz zu entnehmen ist – bewusst für eine Multiplikation der einzelnen Jahreswerte entschieden. Der kumulierte Effekt der Inflation, der als Inflationsrate die Erlösbergrenze erhöht, muss durch den – ebenfalls – kumulierten Effekt des generellen sektoralen Inflationsfaktors korrigiert werden. Letzterer bewirkt also keine Absenkung, sondern nur einen schwächeren Anstieg der allgemeinen Geldwertentwicklung. Für das Jahr 2011 wäre daher – nach dem in der Verordnungsbe-gründung angeführten Beispiel – als Produktivitätsfaktor 3,8 % $[(1,0125 \% \times 1,0125 \% \times 1,0125 \%) - 1 = 0,03797 \%$] anzusetzen (BR-Drs. 24/08 vom 15.02.2008, S. 9). Mit diesen Berechnungsvorgaben stimmt die von der Beschlusskammer vorgenommene Berechnung überein. Da der Berechnung des generellen Produktivitätsfaktors eine positive und nicht eine negative Wachstumsrate zugrundeliegt, ist der angewandte Algorithmus $(1 + 0,0125)^t$ nicht unzutreffend (ebenso OLG Schleswig, a.a.O. R. 82ff). Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wirkt nur insoweit erlösmin-dernd, als er die allgemeine Geldwertentwicklung korrigiert. Dem wird jedoch da-durch Rechnung getragen, dass dieser von der allgemeinen Inflationsrate ($VPI^{(t)}/VPI^{(0)}$) subtrahiert wird.

Auch insoweit ist durch die Anpassungsmöglichkeiten der ARegV sichergestellt, dass der Netzbetreiber nur Vorgaben erhält, die er unter Nutzung ihm möglicher und zu-mutbarer Maßnahmen auch erreichen und übertreffen kann. Für die Betroffene als 92,30 % effiziente Netzbetreiberin wird dies – wie ausgeführt – durch die Möglichkeit eines Antrags auf Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV entsprechend §§ 21 Abs. 2, 21a Abs. 3, Abs. 5 S. 4, Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG garantiert.

6. Erweiterungsfaktor:

Zu Recht hat die Beschlusskammer auch die von der Betroffenen unter dem beantragte Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 abgelehnt, die diese darauf gestützt hat, dass sich ihre Versorgungsaufgabe im Jahr 2007 gegenüber dem Basisjahr 2006 nachhaltig verändert habe, was dazu geführt habe, dass sich die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mehr als 0,5 % erhöht haben. Dieser Umstand kann nicht zu einem Erweiterungsfaktor bei der Berechnung der Erlösobergrenze des ersten Jahrs der Anreizregulierungsperiode nach § 10 ARegV führen.

6.1. Gem. § 10 Abs. 1 S. 1 ARegV kann durch einen Erweiterungsfaktor (EF) bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, dass sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode nachhaltig ändert. Unter welchen Voraussetzungen eine solche nachhaltige Änderung anzunehmen ist, hat der Verordnungsgeber in § 10 Abs. 2 ARegV näher konkretisiert. Mit Blick darauf, dass Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen Investitionsbudgets beantragen können, finden die Absätze 1 bis 3 des § 10 ARegV auf sie keine Anwendung, so dass allein Verteilernetzbetreiber den Erweiterungsfaktor beanspruchen können.

Einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV kann der Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1, S. 2 ARegV einmal jährlich zum 30. Juni des Jahres stellen. Eine solche Anpassung erfolgt dann zum 1. Januar des Folgejahres und berechtigt den Netzbetreiber zur Anpassung seiner Netzentgelte (§ 17 Abs. 2 S. 2 ARegV).

6.2. Vor diesem Hintergrund kommt eine Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 als erstes Jahr der Anreizregulierungsperiode nicht in Betracht. Wortlaut, Systematik sowie Sinn und Zweck der Regelung lassen ein solches Verständnis nicht zu (ebenso OLG Brandenburg, Beschluss vom 12.01.2010, Az. Kart W 3/09, S. 12ff).

Aus § 10 ARegV lässt sich eine Verpflichtung der Regulierungsbehörde zur Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors im Rahmen der erstmaligen Bestimmung der Erlösobergrenzen nicht herleiten. Mit dieser Regelung hat der Verordnungsgeber der Vorgabe des § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG Rechnung getragen. Danach bleiben die zu

Beginn der Anreizregulierungsperiode bestimmten Erlösobergrenzen grundsätzlich unverändert, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen auf Grund von Abgaben oder der Abnahme- oder Vergütungspflichten nach dem EEG oder dem KWKG oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender Umstände eintreten. § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG sieht dementsprechend ausdrücklich vor, dass in der Rechtsverordnung – der Anreizregulierungsverordnung – Regelungen getroffen werden können, unter welchen Voraussetzungen die Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode auf Antrag des betroffenen Netzbetreibers von der Regulierungsbehörde abweichend vom Entwicklungspfad angepasst werden kann. § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 8 EnWG ermächtigt weiter zu Regelungen, die eine Begünstigung von Investitionen vorsehen, die unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen. § 10 ARegV soll dabei nach dem Willen des Verordnungsgebers sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. In einem solchen Fall kann der Netzbetreiber einen Antrag auf Anpassung nach § 4 Abs. 4 S. 1 ARegV stellen (siehe BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 49). Dass es sich insoweit nur um eine nachträgliche Anpassung handeln kann, folgt auch aus § 4 Abs. 2 ARegV, der zunächst festlegt, dass die Erlösobergrenze für jedes Jahr der Regulierungsperiode zu bestimmen ist und sodann klar stellt, dass eine Änderung dieser ausschließlich während der Regulierungsperiode, also frühestens zum 1. Januar 2010, nach Maßgabe der Absätze 3 bis 5 erfolgt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 44; BR-Drs. 24/08 vom 15.02.2008, S. 7, ebenso: Hansen in BerlKommEnR, 2. A. Rdnr. 6, 12 zu § 10 ARegV). In Absatz 3 ist die Anpassung durch den Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisindex oder von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen geregelt. Da diese Anpassung ohne erneute Festlegung durch die Regulierungsbehörde erfolgt, hat der Verordnungsgeber nachträglich Anlass für die mit Satz 3 vorgenommene Klarstellung gesehen, dass eine solche Änderung nicht im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgt. Die ursprüngliche Formulierung ließ nach seinem Verständnis auch die Auslegung zu, dass Netzbetreiber bereits zum 01. Januar 2009 eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV vornehmen können (BR-Drs. 24/08 (Beschluss) vom 15.02.2008, S. 7). Der Verordnungsgeber hat in diesem Zusammenhang noch einmal deutlich hervorgehoben, dass eine Anpassung der Erlös-

obergrenze nach § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV nur während der Regulierungsperiode, also frühestens zum 01. Januar 2010 erfolgen kann (BR-Drs. 24/08 (Beschluss) vom 15.02.2008, S. 7; a.A. Hummel in: Danner/Theobald, EnWG, 60. Erglief. Juni 2008, R. 33 zu § 4; Weyer, RdE 2008, 261, 264 f.; Missling, IR 2008, 126, 128; Streb/Müller/Ketterer, et 2008 (Heft 10), 8, 9; Scharf IR 2008, 258, 259). Für die in Absatz 4 vorgesehene auf Antrag vorzunehmende Anpassung bedurfte es einer solchen Klarstellung nicht. Hier ergibt sich schon aus der zeitlichen Vorgabe des § 4 Abs. 4 S. 2 ARegV, nach der ein solcher Antrag nur einmal jährlich zum 30. Juni des Kalenderjahres mit Wirkung zum 01. Januar des Folgejahres gestellt werden kann, dass eine Anpassung erstmals zum 01.01.2010 erfolgen kann. Auch mit dieser Regelung wollte der Verordnungsgeber ganz offensichtlich den Verwaltungsaufwand für Netzbetreiber und Regulierungsbehörde beschränken. Aus der Anlage 2 zu § 10 ARegV kann die Betroffene nichts Gegenteiliges zu ihren Gunsten herleiten. Zwar wird in der in der Anlage 2 enthaltenen Formel das Basisjahr (0) in das Verhältnis zum Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gesetzt. Der Index t gibt das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode an. Mit dem Index t ist jedoch noch keine Aussage dazu verbunden, ob ein in der Formel mit t bezeichnetes Element im entsprechenden Jahr der Regulierungsperiode überhaupt zur Anwendung kommt. Dies bestimmt sich vielmehr nach Maßgabe der entsprechenden Vorschriften der Verordnung, vorliegend nach §§ 4, 10 ARegV. Die Anlage 2 regelt demgegenüber lediglich das „wie“ der Ermittlung des Erweiterungsfaktors (OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 14f.; OLG Brandenburg, a.a.O., Az. Kart W 3/09, S. 13f.). Aus demselben Grund geht auch der Hinweis der Betroffenen auf die in der Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltene Regulierungsformel, in der der Erweiterungsfaktor „EF“ ebenfalls den Index „ t “ enthält, fehl. Maßgebend für die Frage des „ob“ des Erweiterungsfaktors sind auch insoweit die materiellen Regelungen in §§ 4 Abs. 4 Nr. 1, 10 ARegV. Dies wird auch in den Erläuterungen zur Regulierungsformel deutlich, in denen „EF _{t} “ als Erweiterungsfaktor „nach Maßgabe des § 10“ bezeichnet wird. Die Anwendung des § 10 ARegV ist aber nach dem Willen des Verordnungsgebers auf eine nachträgliche Anpassung aufgrund eines Antrages nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV beschränkt. Dies wird auch anhand der zwischenzeitlich beschlossenen Änderung des § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV deutlich, wonach für die Frage, ob eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe vorliegt, auf den Zeitpunkt des Antrags nach § 4

Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV abzustellen ist (BR-Drs. 312/10 (Beschluss) vom 09.07.2010, S. 19f.).

Aus dem Umstand, dass § 10 ARegV auf erhebliche Veränderungen im Übergangszeitraum keine Anwendung findet, folgt entgegen der Auffassung der Betroffenen nicht, dass sie überhaupt nicht berücksichtigungsfähig wären. Hat dies zur Folge, dass die Betroffene die sich aus dem Effizienzwert ergebende individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihr möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann, hat die Regulierungsbehörde diese abweichend zu bestimmen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Der Nachweis obliegt dem Netzbetreiber. Reicht diese Anpassungsmöglichkeit nicht aus, besteht die Möglichkeit, auf eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV zurückzugreifen.

7. pauschalierter Investitionszuschlag:

Nicht zu beanstanden ist auch der in die jährlichen Erlösobergrenzen einbezogene pauschalierte Investitionszuschlag.

7.1. Gemäß § 25 Abs. 1 ARegV ist auf Verlangen des (Verteiler-) Netzbetreibers bei den vor Beginn einer Regulierungsperiode nach §§ 32 Abs. 1 Nr. 1, 4 ARegV festzulegenden jährlichen Erlösobergrenzen nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 ein pauschalierter Investitionszuschlag einzubeziehen. Da Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen gemäß § 23 ARegV ein Investitionsbudget beantragen können, handelt es sich um eine Regelung, die nur für Verteilernetzbetreiber gilt (§ 25 Abs. 5 ARegV). Mit ihr soll sichergestellt werden, dass auch insoweit notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht behindert werden (BR-Drs. 417/07, S. 70; siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, Tz 606 ff.). Der pauschalierte Investitionszuschlag ist gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12 ARegV Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Gemäß § 25 Abs. 2 ARegV darf er pro Kalenderjahr 1 % der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten. Liegen die Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen des Netzbetreibers unter diesem Wert, erfolgt in der folgenden Regulierungsperiode ein Ausgleich der Differenz, liegen sie darüber, findet kein Ausgleich statt (§ 25 Abs. 3 ARegV).

7.2. Der Einwand der Betroffenen, der von der Beschlusskammer einbezogene pauschalierte Investitionszuschlag sei schon deshalb zu gering, weil sie die Kapitalkostenannuitäten insoweit falsch ermittelt habe, als sie nach den Vorgaben des Bundesgerichtshofs bei der Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitals einen angemessenen Risikoaufschlag auf den verwendeten Fremdkapitalzinssatz sowie entsprechend der Festlegung vom 07.07.2008 den – höheren – Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,29 % hätte berücksichtigen müssen, geht jedoch fehl.

§ 25 Abs. 2 ARegV knüpft für die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags an die „nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten“ und damit eindeutig an die zur Durchführung des Effizienzvergleichs bereits ermittelten Kapitalkosten an. Diese Vergleichbarkeitsrechnung ist Grundlage des bundesweiten Effizienzvergleichs, den die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode durchgeführt und deren Ergebnisse – die von ihr ermittelten Effizienzwerte – sie den Landesregulierungsbehörden bis zum 1. Juli 2008 zu übermitteln hatte (§ 12 Abs. 5 ARegV). Aus Gründen der Vereinheitlichung hat der Verordnungsgeber auch hier die Art und Weise der Standardisierung der Kapitalkosten vorgegeben (BR-Drs. 417/07, S. 58). An diese Werte hat er in § 25 Abs. 2 ARegV aus Vereinfachungs- aber auch Vereinheitlichungsgründen angeknüpft.

Für die im Rahmen des Effizienzvergleichs durchzuführende Vergleichbarkeitsrechnung war gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV der nach § 7 Abs. 6 StromNEV geltende Eigenkapitalzinssatz anzusetzen. Dieser belief sich im Zeitpunkt des Effizienzvergleichs gem. § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV noch auf 9,21 % für Neu- und 7,8 % für Altanlagen, da eine Festlegung der höheren Eigenkapitalzinssätze für die Dauer der Regulierungsperiode erst am 07.07.2008 erfolgt ist.

Im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung hatte die Bundesnetzagentur für die nach § 13 Abs. 2 ARegV als Aufwandsparameter anzusetzenden Kosten und damit auch für die Kapitalkosten des § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV – in nicht zu beanstandender Weise – zunächst das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung herangezogen (§ 14 Abs. 1 Nr. 1, § 6 Abs. 2 ARegV). Um die Kostenposition Anla-

gen im Bau wie auch einen höheren Fremdkapitalzinssatz musste sie diese Vorgaben nicht nachträglich mit Blick auf zwischenzeitlich ergangene Entscheidungen des Bundesgerichtshofs korrigieren. Eine Korrektur der standardisierten Kapitalkosten in Bezug auf einen etwaig anzusetzenden Risikoaufschlag auf den Zinssatz für das sogenannte Eigenkapital II scheidet schon dem Grunde nach aus. § 14 Abs. 2 ARegV bestimmt wegen der Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten für die Verzinsung des Sachanlagevermögens – abweichend von § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV –, dass ein gewichteter Zinssatz aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz zu bilden ist, wobei nach § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV der Eigenkapitalzinssatz mit 40 % und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 % zu gewichten ist. Durch die für die Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung standardisierte Betrachtungsweise entfällt die Unterteilung bei der Verzinsung in zulässiges Eigenkapital und das dieses übersteigende Eigenkapital im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV. Auch die Höhe des Fremdkapitalzinssatzes bestimmt sich nicht, wie es für § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV der Fall ist, nach § 5 Abs. 2 HS. 2 StromNEV, sondern nach § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV. Danach richtet sich der Fremdkapitalzinssatz nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Diese Vorgabe hat die Bundesnetzagentur eingehalten.

7.3. Nicht zu beanstanden ist auch, dass die Beschlusskammer den pauschalierten Investitionszuschlag in die jährlichen Erlösobergrenzen nur jeweils einfach mit 1 % der so ermittelten Kapitalkosten einbezogen hat. Der Einwand der Betroffenen, es müsse eine kumulierte Berücksichtigung erfolgen, geht fehl.

Schon der Wortlaut der Norm, die Verordnungshistorie und die Systematik der Regelung sprechen nur für eine einfache jährliche Berücksichtigung des pauschalierten Investitionszuschlags. Gem. § 25 Abs. 1 ARegV ist auf Verlangen des Netzbetreibers in die vor Beginn der Regulierungsperiode festzulegende Erlösobergrenze ein pauschalierter Investitionszuschlag nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 einzubeziehen. Dieser darf nach Absatz 2 pro Kalenderjahr 1 % der Kapitalkosten nicht überschreiten. Mit dieser Regelung wollte der Ordnungsgeber den pauschalierten Investitionszuschlag im Kalenderjahr auf 1 % der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten begrenzen (BR-Drs. 417/07, S. 70). Es handelt

sich entgegen der Annahme der Betroffenen also um eine Obergrenze. Dementsprechend knüpft auch die Ausgleichsregelung des Abs. 3 (nur) daran an, ob die Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen in der Regulierungsperiode pro jeweiligem Kalenderjahr unter dem Wert nach Absatz 2 liegen. Damit ist für ein anderes Verständnis kein Raum (a.A. Missling, IR 2008, 201, 204, Ruge DVBl 2008, 956, 962). Eine Kumulation des pauschalierten Investitionszuschlages durch Addition der 1 % der Kapitalkosten in jedem Kalenderjahr würde vielmehr dazu führen, dass die in § 25 Abs. 2 ARegV festgesetzte Obergrenze ab dem zweiten Kalenderjahr überschritten würde. Auch aus Sinn und Zweck des § 25 ARegV kann die Betroffene nichts Gegenteiliges herleiten. Durch die Gewährung eines einmaligen pauschalierten Investitionszuschlags pro Kalenderjahr wird der Zweck der Regelung, notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern, nicht unterlaufen. Der Netzbetreiber ist dadurch nicht auf eine einzige Investition pro Regulierungsperiode beschränkt, vielmehr entscheidet er selbst, wann und wie er seinen Netzbetrieb fördert. Dazu stehen ihm auch ausreichend Mittel zur Verfügung, da der Zuschlag in jedem Jahr der Regulierungsperiode gewährt wird.

C.

I.

Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 Satz 2 EnWG. Da die Beschwerde keinen Erfolg hat, hat die Betroffene die Gerichtskosten zu tragen und der gegnerischen Bundesnetzagentur die entstandenen notwendigen Auslagen zu erstatten.

II.

Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Das mit der Beschwerde verbundene Interesse der Betroffenen an einer höheren Festsetzung der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode bemisst der Senat ihren Angaben entsprechend auf insgesamt EUR (§§ 39 Abs. 2 GKG, 22 Abs. 2 S. 1 RVG). Der Erweiterungsfaktor in Höhe von EUR fällt nur einmalig an.

D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung im Sinne des § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG haben und die Sicherung einer einheitlichen Rechtsprechung eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs entsprechend § 86 Abs. 2 Nr. 2 EnWG erfordert.

Rechtsmittelbelehrung:

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Rechtsbeschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 Satz 2, 80 Satz 2 EnWG).