



- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK9-11/8154

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1, 2, 5 und 10 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen
für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017)**

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Helmut Fuß,

den Beisitzer Dr. Jörg Mallossek

und den Beisitzer Roland Naas,

gegenüber der Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH, An der Gasanstalt 6, 31675 Bückeberg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 24.02.2014 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017 gemäß **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2013 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, S. 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. Dem Antrag auf Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlags wird gemäß **Anlage III und Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle D54** stattgegeben.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV am 02.09.2011 von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 13.04.2011 (BK9-11/605-1, ABl. 08/2011, S. 1438 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 23.12.2011 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 27.01.2012 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 05.04.2012 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlagen I und II**).

Aufgrund der Änderung der Rechtslage zum 01.01.2013 (§ 32 Abs. 7 GasNEV) waren die von der Beschlusskammer nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 GasNEV i.V.m. § 29 Abs. 2 EnWG am 26.10.2011 bundeseinheitlich festgelegten Preisindizes (BK9-11/602) nicht mehr heranzuziehen. Stattdessen sind die Indexreihen nunmehr nach § 6a GasNEV zu bestimmen. Für die Neuberechnung des Ausgangsniveaus war eine zusätzliche Abfrage der Anlagengruppen IV.1.1 bis IV.1.3 durchzuführen. Hierfür hat die Beschlusskammer am 10.07.2013 in einem Schreiben alle Unternehmen, die Stahlrohrleitungen betreiben, aufgefordert, einen Erhebungsbogen auszufüllen, in dem die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der genannten Anlagengruppen für die einzelnen Jahresscheiben dargestellt ist. Diese Datenabfrage bildete die Grundlage für die Zuordnung der entsprechenden Indexreihen.

Darüber hinaus wird der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich danach als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrundrenten.

2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV waren weitere Informationen notwendig, die beim Netzbetreiber abgefragt wurden. Der Netzbetreiber wurde mit dem vorstehenden Schreiben aufgefordert, eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („UELRG_KB_2010.xls“) zu befüllen und diese mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln. Die Übermittlung der Überleitungsrechnung durch den Netzbetreiber erfolgte am 11.05.2012 über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur.

Die Überleitungsrechnung war ausgehend von den ermittelten und konsolidierten Kostenwerten auszufüllen. Der Netzbetreiber hatte dabei die Möglichkeit, Kostenanteile umzubuchen. Die vorgenommenen Umbuchungen waren mit laufenden Nummern zu kennzeichnen und zu erläutern. Die in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 22.05.2012 das Ergebnis der Prüfung mitgeteilt (**Anlage IV**).

3. Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 01.03.2011

(BK9-11/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte grundsätzlich bis zum 01.09.2011 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Web-Formulars im Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Mit Schreiben vom 27.02.2012 wurde dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindegrenzen des Versorgungsgebiets (AGS-Liste), die im Falle der Teilversorgung einzelner AGS übermittelten relevanten Versorgungsgebietsgrenzen sowie die Abbildung des Versorgungsgebiets übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 30.05.2012 eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt ermittelte Werte zur Bevölkerungszahl, zu den Bodenklassen sowie zur Höhe, Neigung, Straßenlänge, Schienenlänge und Anzahl an Brücken des Versorgungsgebietes. Die Bundesnetzagentur hat ferner in diese zweite Datenquittung auf Anregung der Netzbetreiber die potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen aufgenommen. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zu Grunde legen wird.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Das Beraterkonsortium Frontier Economics/Consentec/ite hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Am 28.09.2012 fand in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Anhörung mit den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwertermittlung statt. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 19.10.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 5 Stellungnahmen eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass weitere Analysen vorgenommen werden müssten. Neben Tests aller in der Datenabfrage erhobenen Werte als mögliche Parameter müsse insbesondere eine Untersuchung der Messstellen und des City-Effekts erfolgen. Auch sei der Einfluss der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber zu untersuchen. Der Parameter Bodenklasse 456 müsse alternativ über die Leitungslänge anstelle der versorgten Fläche ermittelt werden. Ferner seien weitere Normierungsfaktoren neben den Ausspeisepunkten zu testen. Ein Netzbetreiber forderte die Berücksichtigung eines Parameters zur Einbeziehung regionaler Besonderheiten des Lohnniveaus.

Im Hinblick auf die Kostentreiberanalyse wurde vorgetragen, dass die Beurteilungskriterien für die Durchführung der OLS (ordinary least squares, Methode der kleinsten Quadrate) erläutert werden müssten und alle in der Datenabfrage erhobenen Werte als mögliche Kostentreiber zu untersuchen seien.

Zur Durchführung der Stochastischen Frontier Analyse (SFA) wurde unter anderem vorgetragen, dass die methodischen Grundannahmen einer weiteren Überprüfung zuzuführen seien. So müssten die Annahmen zur Verteilung des Ineffizienzterms begründet und die Exponentialverteilung getestet werden. Die Annahmen der Skalenerträge aus Schätzergebnissen seien nicht nachvollziehbar. Im Rahmen der Ausreißeranalyse solle der Grenzwert für Cooks Distance weniger streng gesetzt werden.

Im Hinblick auf die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) wurde vorgetragen, dass insofern die Durchführung einer Second-Stage Analyse notwendig sei. Das Strukturdatum „Leitungen in km, die nicht als Parallelverlegung verlegt sind“, solle als Parameter

einfließen. Auch habe eine Analyse der Outputgewichte sowie der Unternehmensgewichte (Lambdas) stattzufinden. Schließlich wird angemerkt, dass ein Modell mit 68 Netzbetreibern unterhalb der Mindesteffizienz von 60% nicht robust und plausibel sein könne.

Allgemeiner wird vorgetragen, eine detaillierte Dokumentation der Berechnungsergebnisse – auch unter Bezugnahme auf die Ergebnisse des ersten bundesweiten Effizienzvergleichs - sei notwendig. Ebenso müsse eine detailliertere Dokumentation der Effizienzwertberechnung der Ausreißer erfolgen.

5. 1: Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 18.12.2012 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 24.01.2013 und 30.04.2013 Stellung genommen.

[REDACTED]

[REDACTED]

6. Bestimmung der Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV

Gemäß der Festlegung der Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode hatte der Netzbetreiber jährlich zum 01. Januar die Anpassungen der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie die den Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV mitzuteilen. Ferner hatte er jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres die zur Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten mitzuteilen. Die Beschlusskammer hat auf dieser Basis die gemeldeten Anpassungen nach § 4 Abs. 3 ARegV überprüft und offene Fragen mit dem Netzbetreiber geklärt. Sodann wurden die unter Berücksichtigung aller möglichen Anpassungen (§ 4 Abs. 3, 4, § 26 ARegV) von der Beschlusskammer ermittelten zulässigen Erlöse dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 13.10.2011 und 04.11.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber wurde aufgefordert, der Beschlusskammer binnen 2 Wochen nach Zugang des Schreibens mitzuteilen, ob Korrekturbedarf an den ermittelten zulässigen Erlösen besteht. Eine darauf basierende etwaige Änderung der ermittelten zulässigen Erlöse wurde dem Netzbetreiber ggf. mitgeteilt. Abschließend hat die Beschlusskammer die gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV bei der Bestimmung der kalender-

jährlichen Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zu berücksichtigenden Zu- bzw. Abschläge ermittelt

7. 2. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.11.2013 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Dem Anhörungsschreiben war eine CD mit den aktualisierten Strukturparameter beigefügt, die insbesondere die Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen abbilden und die dem Effizienzvergleich zu Grunde gelegt worden sind. [REDACTED]

[REDACTED]. Bislang nicht angehörte Aspekte waren insbesondere die Änderungen des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV aufgrund der Änderung der GasNEV durch die Verordnung vom 14.08.2013 und die Bestimmung des Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 06.12.2013 Stellung genommen. [REDACTED]

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs.1 und Abs.2 Nr.1 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Niedersachsen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Niedersachsen vom 25.10.2005 (Bekanntmachung: Niedersächsisches Ministerialblatt Nr. 44/2005, S. 945 f. vom 07.12.2005; in Kraft seit dem 08.12.2005).

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr.1 und § 4 Abs. 1 und 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs.1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 25 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017) ergeben sich aus **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E112 bis I112.**

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der zweiten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($K_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI_t/VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV, ggf. das

Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos (S_t) nach § 5 Abs.4 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die zweite Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösbergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen**.

2.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach § 6 ARegV

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösbergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die zweite Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 GasNEV durchzuführen.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2010.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2010 ergibt sich aus den **Anlagen I und II**.

2.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ($KA_{dnb,0}$) zu bestimmen.

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Es wurden dabei die nachfolgend aufgeführten Kostenanteile berücksichtigt.

2.2.1. Konzessionsabgaben (S. 1 Nr. 2)

Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Neben den entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen (BR-Drs. 417/07, S.51). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen. Grund dafür ist, dass die von den Netzbetreibern aufgewendeten Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den Kosten müssen damit Erlöse in gleicher Höhe entgegenstehen.

2.2.2. Betriebssteuern (S. 1 Nr. 3)

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Steuern sind gemäß § 3 Abs. 1 AO Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung für eine besondere Leistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft. Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar (siehe BGH, Beschl. v. 09.07.2013, EnVR 37/11).

2.2.3. Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene (S. 1 Nr. 4)

Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile (vorgelagerte Netzkosten).

2.2.4. Genehmigte Investitionsmaßnahmen (S. 1 Nr. 6)

Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

2.2.5. Kostenwälzung Biogas (S.1 Nr.8a)

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der KoV vom 30.06.2011 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Demnach finden auf die Kosten der Biogaskwälzung alle Regelungen für vorgelagerte Netzkosten und somit § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV analog Anwendung.

2.2.6. Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen worden sind (S. 1 Nr. 9)

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Damit sind lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen von der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden.

Nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind solche Kosten anzusehen, die nicht durch Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen sondern durch elementare Lohnbestandteile begründet werden.

Des Weiteren geht die Beschlusskammer davon aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind.

Da die Überleitung von Arbeitnehmern auf den rechtlich selbständigen Netzbetreiber zum 31.12.2008 aus den verschiedensten Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wurde für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert. Es war danach zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt waren, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt war. Wollte der Netzbetreiber von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, so hatte er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig waren und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden sollten.

Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode werden daher nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs.2 S.1 Nr.9 bis 11 ARegV berücksichtigt, die unmittelbar beim Netzbetreiber tätig sind.

2.2.7. Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (S. 1 Nr. 10)

Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Betriebs- oder Personalratstätigkeiten anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

2.2.8. Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (S. 1 Nr. 11)

Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Berufs- und Weiterbildung bzw. für die Betriebskindertages-

stätte für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

2.2.9. Pauschalierter Investitionszuschlag (S. 1 Nr.12)

Kosten aus pauschalierter Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr.12 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

2.2.10. Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (S. 1 Nr. 13)

Erlöse des Netzbetreibers aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese sind gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

2.2.11. Kalkulatorische Kapitalkosten

Kalkulatorische Kapitalkosten für Investitionen in Altanlagen gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV.

2.2.12. Zusammenfassung

Folgende Kostenpositionen aus der Überleitungsrechnung wurden bei der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile berücksichtigt:

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
1.1.	Materialkosten	
1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber	S. 1 Nr. 4
1.2.	Personalkosten	
1.2.1.	Löhne und Gehälter	
1.2.1.1.	der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit	S. 1 Nr. 10
1.2.1.2.	der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unter-	S. 1 Nr. 11

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
	nehmen	
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	
1.2.2.3	davon betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind	S. 1 Nr. 9
1.2.2.4	davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	S. 1 Nr. 11
1.4.	Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)	S. 1 Nr. 3
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.5a	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten	S. 3
1.5.7.	davon Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.1.	Erhobene Konzessionsabgaben	S. 1 Nr. 2
5.4.	Erlöse aus Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen	S. 1 Nr. 13
5.5.	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	S. 1 Nr. 13

In **Anlage IV** sind die vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen der Kosten (Minus/ Plus) zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV dargestellt. Die Beschlusskammer hat diese Umbuchungen überprüft und keine Korrekturen vorgenommen:

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den dem Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV zu Grunde liegenden Gesamtkosten ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle B60** zu entnehmen.

2.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{vnb,0}$) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$). Somit gilt:

$$KA_{vnb,0} = (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen, Zelle D76** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt

der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs.1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs.1 Nr. 1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (Data Envelopment Analysis - DEA und Stochastic Frontier Analysis - SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teil-effizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.3 zu § 12 ARegV).

Methodische Grundlagen

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA) zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze

eingräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S.54).

Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr.4 zu § 12 ARegV).

Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis

zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Bei Durchführung der SFA wurden konstante Skalenerträge (constant returns to scale - crs) unterstellt.

Anders als von einigen Netzbetreibern vorgetragen, impliziert die Anwendung der Methode SFA, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht exakt 100% betragen kann, sondern sich immer im Bereich knapp darunter, um 99 %, bewegt. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Da auch die ARegV ohne weitere Vorgaben lediglich die Anwendung der SFA vorgibt, sind die mittels dieser Methode ermittelten Effizienzwerte auch nicht nachzujustieren. Wäre eine Normierung auf 100 % gewollt, hätte der Verordnungsgeber diese – analog zur relativen Referenznetzanalyse (siehe § 22 Abs. 2 S. 5 ARegV, dort ist eine Normierung auf 100 % explizit vorgesehen) – vorschreiben müssen.

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 186 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1, 3 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht

beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

Mit Verordnung vom 14.08.2013 wurde die GasNEV geändert (BGBl. I 2013 S. 3250). Gemäß der Übergangsregelung nach § 32 Abs. 7, 8 GasNEV sind die für die Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV relevanten Änderungen hinsichtlich der Ermittlung von Tagesneuwerten des Sachanlagevermögens (§§ 6 Abs. 3, 6a GasNEV n.F.) sowie hinsichtlich des Zinssatzes für den die Eigenkapitalquote von 40 % übersteigenden Anteil des Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 5, Abs. 7 GasNEV n.F.) ab dem 01.01.2013 anzuwenden. Die nach Durchführung des Effizienzvergleichs in Kraft getretene Verordnung zur Änderung der GasNEV hat indes keinen Einfluss auf die Ermittlung der Aufwandsparemeter nach § 14 Abs. 1 ARegV. Dies entspricht dem eindeutig dokumentierten Willen des Verordnungsgebers. Insoweit heißt es in der Begründung zur Änderungsverordnung vom 14.08.2013, dass der für den Gasbereich für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode bereits durchgeführte bundesweite Effizienzvergleich durch die Änderung nicht berührt wird und daher nicht erneut unter Berücksichtigung der Neuregelungen vorgenommen werden muss (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 28)

2.3.1.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage IV und V** ist die Ermittlung der Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

2.3.1.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs.1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS. ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage III** dargestellt.

2.3.1.2.2. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein:

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast.

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV die Vergleichsparameter

1. Anzahl der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen
2. Fläche des versorgten Gebietes
3. Leitungslänge
4. zeitgleiche Jahreshöchstlast

zu berücksichtigen. Darüber hinaus können gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 ARegV weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV verwendet werden.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen, Druckstufen und Materialien kaskadiert. Dies dient dazu, aus der Fülle von disaggregierten Variablen eine aussagefähige Größe zu generieren. Eine Beschreibung der durchgeführten Aggregationen und der Strukturparameter wurde den Netzbetreibern im Rahmen der Übersendung der Datenquittung für den Effizienzvergleich mit übersandt.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs.3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt zwei Datenquittungen übersandt, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

Vor der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Die Beschlusskammer hat die Strukturdaten auf Grundlage der Festlegung vom 01.03.2011 (BK9-11/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 01.09.2011 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer mit Schreiben vom 27.02.2012 dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindeschlüssel des Versorgungsgebiets (AGS-Liste), die im

Fälle der Teilversorgung einzelner AGS übermittelten relevanten Versorgungsgrenzen sowie die Abbildung des Versorgungsgebiets übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 30.05.2012 eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt ermittelte Werte zur Bevölkerungszahl, zu den Bodenklassen sowie zur Höhe, Neigung, Straßenlänge, Schienenlänge und Anzahl an Brücken des Versorgungsgebietes. Die Bundesnetzagentur hat ferner in diese zweite Datenquittung auf Anregung der Netzbetreiber die potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen aufgenommen. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zu Grunde legen wird. Daher ist der Netzbetreiber mit Einwendungen, die erst nach Bestimmung der Effizienzwerte vorgebracht werden, ausgeschlossen.

Hinzu kommt, dass bezüglich des Verhältnisses der Regulierungsbehörden untereinander in § 12 Abs. 5 S. 1 ARegV angeordnet wird, dass die Bundesnetzagentur den Landesregulierungsbehörden die Effizienzwerte bis zum 01.07. des Kalenderjahres vor Beginn der Regulierungsperiode übermittelt. Der BGH (vgl. Beschl. v. 28.06.2011, EnVR 48/10, Rz. 28) hat dazu ausgeführt, dass der Effizienzvergleich nach § 12 Abs. 5 S. 1 ARegV für die erste Regulierungsperiode bis zum 1. Juli 2008 abgeschlossen sein musste. Daraus ist zu schließen, dass auch der BGH von einer Unveränderbarkeit der Datenbasis des Effizienzvergleichs ab diesem Zeitpunkt ausgeht.

Überdies ergibt sich aus Sinn und Zweck der §§ 12 ff. ARegV, dass der Effizienzvergleich lediglich einmalig durchgeführt werden soll. Dafür sprechen auch die Regelungen der §§ 12 Abs. 1 S. 3 und 30 S. 2 ARegV. Bei dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleich handelt es sich um ein multipolares Verfahren, da

sich die Effizienzen der Netzbetreiber aufgrund der gewählten Analysemethoden (SFA und DEA) gegenseitig bedingen und beeinflussen. Veränderte man die Aufwands- und Vergleichsparameter eines Netzbetreibers auch nur in geringem Maße, können sich für alle anderen Netzbetreiber erhebliche Veränderungen der individuellen Effizienzwerte ergeben. Dies gilt insbesondere, wenn der betroffene Netzbetreiber durch die Veränderung der Parameter zum Benchmarkführer (sogenanntes Peerunternehmen) würde. Unabhängig von der Größe der Veränderung der Parameterwerte wäre der Effizienzvergleich daher immer neu zu berechnen. Dies würde aber zu einer sich beliebig fortsetzbaren Iteration führen, so dass innerhalb der zeitlichen Vorgaben des Verordnungsgebers (01.07.2012) der Benchmarkingprozess nicht zu beenden wäre.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen aus der umfangreichen Parameterliste ein Modell bestimmt, das alle relevanten Kostentreiber beinhaltet. Im Rahmen der statistischen Analysen war zusätzlich eine funktionale Form für die Regressionsanalysen zu bestimmen.

Zunächst wurde insoweit eine Prioritätenliste für potentielle Kostentreiber auf Basis der Vorgaben der ARegV sowie von ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen und Analysen erstellt, die in der Folge einer statistischen Prüfung unterzogen wurden. Auf Basis der Parameter der Prioritätenliste wurde dann durch statistische Analysen ein Basismodell erstellt, welches die wesentlichen Kostentreiber enthält. Im Anschluss daran wurden dem Basismodell zusätzliche Parameter mit niedrigerer Priorität hinzugefügt, bei denen ein zusätzlicher Kostenzusammenhang vermutet werden konnte. Konnte für einen oder mehrere zusätzliche Parameter ein signifikanter kostenbeeinflussender Effekt festgestellt werden, wurde das Basismodell um diese Parameter zum finalen Modell ergänzt. Die Parameterauswahl basierend auf diesem finalen Modell wurde dann zur Bestimmung der Effizienzwerte nach DEA und SFA verwendet. Die Kostentreiberanalyse ist im Einzelnen in dem in **Anlage A.BM** beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consnetec/ite beschrieben. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der beschriebenen Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Ausspeisepunkte (Normierung)
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
3. Leitungslänge
4. Versorgte Fläche
5. Ausspeisepunkte größer 16 bar
6. Potenzielle Ausspeisepunkte
7. Rohrvolumen
8. Anteil der Bodenklasse 4, 5 oder 6 (gewichtet mit der Leitungslänge)
9. Messstellen

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A2. Effizienzvergleich, Zellen F15 bis F23**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in dem in **Anlage A.BM** beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consnetec/ite.

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zahlreiche Netzbetreiber haben hierzu vorgetragen, dass die Ausreißeranalyse mehrfach wiederholend hätte durchgeführt werden. Dies geht fehl. EnWG und ARegV sehen eine mehrmalige Durchführung der Ausreißeranalyse nicht vor. Anlage 3 zu § 12 ARegV regelt zwar durchaus unterschiedliche Methoden zur Identifikation von Ausreißern. Diese Methoden sind aber offensichtlich jeweils einmalig durchzuführen.

Hätte der Verordnungsgeber demgegenüber eine iterative Ausreißeranalyse vorgesehen, hätte es diesbezüglich einer expliziten Regelung bedurft. Dies ist alleine vor dem Hintergrund zwingend, da es andernfalls zu einer rechnerischen Endlosschleife kommen müsste; es stellte sich die Frage, wann eine iterativ durchgeführte Ausreißeranalyse an ihr Ende käme.

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S.1 ARegV).

DEA

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Dies bedeutet, dass diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz entfernt werden, die – bei Gültigkeit des ermittelten Effizienzvergleichsmodells – für mindestens die Hälfte der Unternehmen im Datensatz den Effizienzmaßstab bilden. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Im Rahmen der Dominanzanalyse wurden keine Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 11 Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effi-

ziewertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparameter wurden ebenfalls 11 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

SFA

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kamen Cooks distance, DFBE-TAS, DFFITS, covariance ratio und Robuste Regression zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Es wurden 10 Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

2.3.1.2.4. Gutachten

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das in **Anlage A.BM** beigefügte Gutachten des Beraterkonsortiums Frontier Economics/Consentec/ite verwiesen.

2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A2. Effizienzvergleich**.

2.4. Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_i) gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers (I_0) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{dnb,0}$) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV). Somit gilt:

$$I_0 = (GK - KA_{dnb,0}) - (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1, Zelle D74** zu entnehmen.

2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil, $KA_{b,0}$) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors (V_i) rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die zweite Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode in-

nerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,2 * t$.

Jahr	t	V_t
2013	1	0,2
2014	2	0,4
2015	3	0,6
2016	4	0,8
2017	5	1,0

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs.1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs.1 ARegV das Jahr 2010. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2010 100,00, für das Jahr 2011 102,10 und für das Jahr 2012 104,10 (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 , der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2011 zum VPI für das Jahr 2010 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2013) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0210 und für das Jahr 2014 ein Inflationsfaktor von 1,0410. Da den Netzbetreibern im Herbst 2012 für die Kalkulation der Netzentgelte 2013 lediglich die Indexreihe auf Basis des Jahres 2005 zur Verfügung stand, geht die Beschlusskammer für 2011 von einem Indexwert 102,31 aus, der sich aus der Division der Indexwerte 110,7 und 108,2 ergibt. Dies sind die Indexwerte für 2010 und 2011 mit dem Basisjahr 2005.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2017) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2015 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netz-

betreiber einerseits gemäß § 4 Abs.3 S.1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung mit Ausnahme für die Jahre 2010 und 2012 auf zwei Nachkommastellen gerundet angezeigt¹):

Jahr	VPI
2010	100,00
2011	102,31 ²
2012	104,10
2013	106,14
2014	108,22
2015	110,34

Für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0614, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0822 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1034 (alle Werte wurden auf vier Nachkommastellen gerundet) zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2010 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI _t / VPI ₀
2013	2,31% ³
2014	4,10%
2015	6,14%
2016	8,22%
2017	10,34%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 berücksichtigt.

¹ Die Berechnung erfolgt mit sieben Nachkommastellen.

² Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

³ Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösbergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t).

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

In der zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV). Der Bundesgerichtshof hat die Rechtmäßigkeit der Regelung über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV bestätigt (BGH, EnVR 31/10, Rn. 16 ff.).

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus: $PF_t = (1 + 0,015)^t - 1$ (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen, Zellen I13 bis I17**).

2.7. Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 14.03.2012 einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten gestellt. Hilfsweise hat der Netzbetreiber lediglich für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten gestellt. Dem Antrag wird in der Höhe stattgegeben, wie sie **Anlage III** in Verbindung mit **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen Zelle D54** zu entnehmen ist.

Der pauschalierte Investitionszuschlag ist bei der Festlegung der Erlösobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers gemäß den Vorgaben des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen. § 25 Abs. 2 ARegV bestimmt, dass der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten darf. Da gemäß § 34 Abs. 4 S. 1 ARegV die Regelung des § 25 nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden ist, kommt vorliegend lediglich die Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlages für das Kalenderjahr 2013 in Betracht.

Die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages erfolgt gemäß § 25 Abs.2 ARegV auf der Grundlage der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten. Die Grundlage für die Standardisierung sind hierbei gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV die Gesamtkosten des Netzbetreibers die gemäß § 6 ARegV zur Bestimmung des Ausgangsniveaus ermittelt wurden. Die Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten erfolgt für den Effizienzvergleich nach § 12 Abs. 1 ARegV. Im Rahmen des pauschalierten Investitionszuschlages wird auf das Produkt dieser Ermittlung zurückgegriffen.

2.8. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

2.9. Qualitätselement nach § 19 ARegV

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Q_z). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements entscheidet die Regulierungsbehörde. Das Qualitätselement kann gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV im Laufe der zweiten Regulierungsperiode angewendet werden, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

2.10. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARegV

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs. 1 ARegV findet gemäß § 5 Abs. 4 S. 4 ARegV nicht statt.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV i. V. m. § 34 Abs. 2 ARegV den Saldo des Regulierungskontos für die Kalenderjahre 2009, 2010 und 2011 ermittelt. Die Ermittlung des Regulierungskontosaldos ist in **Anlage R** beschrieben. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die zweite Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Die Höhe der zu berücksichtigenden Zu- oder Abschläge ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E98 bis I 98** zu entnehmen.

III. Netzübergänge

Die Anordnung des Tenors zu 3.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.11 und § 28 Nr.8 ARegV.

Gemäß § 28 Nr.8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Die Anordnung dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Gebühren

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

V. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1** (Kalenderjährliche Erlösbergrenzen), **Anlage A2** (Effizienzvergleich),
- **Anlage I-NB** (Kostendaten) nebst **Anlage 1-NB** (Gesamtkosten), **Anlage 2.1-NB** (kalk. Abschreibungen), **Anlage 2.2-NB** (kalk. RBW), **Anlage 3-NB** (BNV I), **Anlage 4-NB** (kalk. EKVZ), **Anlage 5-NB** (kalk. GewSt), **Anlage 6-NB** (kalk. RBW + kalk. Abschreibungen)

- **Anlage II** (Beispielrechnung Kapitalkosten), **Anlage III** (Vergleichbarkeitsrechnung), **Anlage IV** (Überleitungsrechnung), **Anlage V** (Aufwandsparameter)
- **Anlage A.BM** (Gutachten zum Effizienzvergleich VNB)
- **Anlage PI** (Preisindizes gem. § 6a GasNEV) und **Anlage EK-Zins § 7 Abs. 7 GasNEV**
- **Anlage R** nebst **Anlage R1.1.** (Saldo), **Anlage R1.2.** (Differenzbeträge), **Anlage R2** (Erlösbergrenze) inklusive **Anlage R2.1** (Nachrechnung 2010) und **Anlage R.2.2.** (Nachrechnung 2011) sowie **Anlage R3** (erzielbare Erlöse).

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Celle (Hausanschrift: Schloßplatz 2, 29221 Celle) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Bonn, den 24.02.2014

Vorsitzender



Helmut Fuß

Beisitzer



Dr. Jörg Mallossek

Beisitzer



Roland Naas