



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 wesernetz Bremen GmbH, Theodor-Heuss-Allee 20, 28215 Bremen,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 28.05.2014 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. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.

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 02.03.2012 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 26.03.2012 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.06.2012 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 08.08.2012 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 15.08.2012 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 wur-

den 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 16.03.2012 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 21.12.2012 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 11.02.2013 Stellung genommen.

Der Netzbetreiber rügt zunächst in formeller Hinsicht eine mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit des durchgeführten Effizienzvergleichs.

Des Weiteren wird unter Verweis auf den im Jahr 2008 durchgeführten Effizienzvergleich eine fehlende Stringenz der Methodik gerügt.

Der Netzbetreiber kritisiert weiter die Auswahl der Parameter. Die Methodik zur Bestimmung des Parameters „versorgte Fläche“ weiche im Hinblick auf die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber von den übrigen Netzbetreibern ab. Eine Einheitlichkeit der Datenauslegung sei unerlässlich. Ähnlich stelle sich der Sachverhalt beim Parameter „ausgespeiste Jahresarbeit“ dar.

Auch die Verwendung des Vergleichsparameters Ausspeisepunkte >16 bar wird kritisiert. Zum einen wird dessen grundsätzliche Anwendbarkeit in Abrede gestellt; ein Parameter dürfe nur verwendet werden, wenn er auch für alle restlichen Druckstufen verwendet werde. Zum anderen sei die Einschränkung dieses Parameters auf Ausspeisepunkte an nachgelagerte Netze nicht sachgerecht. Des Weiteren sei nicht sachgerecht, dass GDRM-Anlagen keine Berücksichtigung als Parameter gefunden hätten.

Der Netzbetreiber rügt weiter die gestiegene Heterogenität des dem Effizienzvergleich zu Grunde liegenden Datensatzes.

Vor diesem Hintergrund wird die vorgenommene Ausreißeranalyse kritisiert. Es hätte einer mehrmalig wiederholenden Ausreißeranalyse bedurft. Durch deren Fehlen seien Ausreißer im Datensatz verblieben. Eine iterative Ausreißeranalyse hätte mittels Cook's Distance erfolgen müssen, wobei zunächst die ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer hätten herausgenommen werden müssen und anschließend nochmals die Cook's Distance zur Anwendung hätte kommen müssen.

Des Weiteren hat der Netzbetreiber mit Schreiben vom 02.10.2013 erneut umfangreiche Kritik am Effizienzvergleich geübt.

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 04.12.2012, 01.07.2013 und 11.07.2013 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 kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zu berücksichtigenden Zu- bzw. Abschläge ermittelt.

7. 2. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 28.01.2014 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. In dem Schreiben führt die Beschlusskammer aus, dass in der Vergangenheit bereits Teilaspekte der geplanten Festlegung (z.B. die Ermittlung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV) angehört worden seien. 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 20.02.2014 Stellung genommen. Hierin verweist er auf seine Stellungnahmen vom 23.03.2012, 11.02.2013 und 02.10.2013 und führt aus, dass aus seiner Sicht keine Auseinandersetzung mit seiner Stellungnahme vom 02.10.2013 erfolgt ist. Des Weiteren gibt der Netzbetreiber an, dass er noch Anmerkungen zum Differenzbetrag des Regulierungskontos hat. Diese Anmerkungen wurden mit dem Netzbetreiber geklärt und die Richtigkeit der Umsetzung wurde mit Email vom 21.05.2014 bestätigt. Die Beschlusskammer ist zudem entgegen der Meinung des Netzbetreibers der Auffassung, dass alle durch ihn in seinen Stellungnahmen aufgeworfenen Kritikpunkte ausreichend im Beschluss in Verbindung mit dem Gutachten zum Verteilernetzeffizienzvergleich gewürdigt werden.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

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 ($KA_{vnb,o}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,o}$) 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_o) 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 Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

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

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze 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 Biogaswälzung 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 Betriebskindertagesstätte 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 beein-

flussbare 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 Unternehmen	S. 1 Nr. 11
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 Netzanschlusskostenbei-	S. 1 Nr. 13

Kostenpositionen (BAB)		§ 11 Abs. 2 ARegV
	tragen	
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 folgende Korrekturen vorgenommen:

Umbuchung Zeile Nr.:	Betrag	Sachverhalt	Begründung der Korrektur der Umbuchung durch die BNetzA
Zeile 29 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für die Schichtzulage der AT-Mitarbeiter geltend gemacht.	Kosten, denen keine vor dem 31.12.2008 abgeschlossene Betriebsvereinbarung oder Tarifvereinbarung zugrunde liegt, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.
Zeile 29 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten aufgrund der Dienstwagenregelung geltend gemacht.	Kosten die auf Richtlinien beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern. Diesen Kosten liegt keine vor dem 31.12.2008 abgeschlossene Betriebsvereinbarung oder Tarifvereinbarung gemäß §11 Abs.2 Nr.9 ARegV zugrunde.
Zeile 29 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für den Arbeitgeberanteil in der gesetzlichen Sozialversicherung für Jubiläumsgelder geltend gemacht.	Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten solche Kosten und Erlöse, die in § 11 Abs. 2 ARegV aufgelistet sind. Nicht anzuerkennen sind demnach Lohnbestandteile wie Arbeitgeberanteile zur Sozialversicherung sowie

			Lohn- und Kirchensteuern. Gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV sind lediglich vom Netzbetreiber in Ansatz gebrachte Kosten und Erlöse aus vor dem 31.12.2008 abgeschlossenen betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusehen.
Zeile 33 und 35	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat im Schreiben vom 15.08.2012 angegeben, dass die Beiträge zum Pensionssicherungsverein in Höhe von 39.011,13 Euro angefallen sind.	Anpassung der Beträge an den Betrag aus dem Schreiben vom 15.08.2012.
Zeile 66 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für Werbung und Rentnertreffen geltend gemacht.	Kosten für Werbung und Rentnertreffen stellen keine Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9, 10 und 11 dar und sind somit nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten umzugliedern.
Zeile 66 und 30	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für den Konzernbetriebsrat geltend gemacht.	Kosten, die aus der Weiterverrechnung von Kosten aus einem Dienstleistungsverhältnis stammen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV umzugliedern. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind nur solche Kosten anerkennungsfähig die beim Netzbetreiber selbst entstehen.
Zeile 66 und 31	geschwärzt	Der Netzbetreiber hat Kosten für die Umlage der Auszubildenden, das	Kosten, die aus der Weiterverrechnung von Kosten aus einem

		<p>duale Studium, die Umlage Schulungsheim Sieber und die Qualifizierungsumlage geltend gemacht.</p>	<p>Dienstleistungsverhältnis stammen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV umzugliedern. Nach Ansicht der Beschlusskammer sind nur solche Kosten anererkennungsfähig die beim Netzbetreiber selbst entstehen.</p>
--	--	--	---

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 Erlösbergrenzen, 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 Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter 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 Vergleichsparameter 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 Teileffizienzen 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 eingeräumt 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 Verteiler-

netzbetreiber. 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 Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 186 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandparameter nach § 14 ARegV

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

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter 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 Aufwandparameter 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 Aufwandparameter nach § 14 Abs. 1 ARegV. Dies entspricht dem eindeutig dokumentierten Willen des Verordnungsgesetzgebers.

bers. Insoweit heißt es in der Begründung zur Änderungsverordnung vom 14.08.2013, dass der für den Gasbereich für die Festlegung der kalenderjährlichen Erläsobergrenzen 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 Netzebe-

treibern, 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 16.03.2012 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 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. 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 Ordnungsgebers (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/Consnentec/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.

Der Netzbetreiber rügt mit Schreiben vom 11.02.2013 zunächst in formeller Hinsicht eine mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit des durchgeführten Effizienzvergleichs.

Des Weiteren wird unter Verweis auf den im Jahr 2008 durchgeführten Effizienzvergleich eine fehlende Stringenz der Methodik gerügt.

Der Netzbetreiber kritisiert weiter die Auswahl der Parameter. Die Methodik zur Bestimmung des Parameters „versorgte Fläche“ weiche im Hinblick auf die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber von den übrigen Netzbetreibern ab. Eine Einheitlichkeit der Datenauslegung sei unerlässlich. Ähnlich stelle sich der Sachverhalt beim Parameter „ausgespeiste Jahresarbeit“ dar.

Auch die Verwendung des Vergleichsparameters Ausspeisepunkte >16 bar wird kritisiert. Zum einen wird dessen grundsätzliche Anwendbarkeit in Abrede gestellt; ein Parameter dürfe nur verwendet werden, wenn er auch für alle restlichen Druckstufen verwendet werde. Zum anderen sei die Einschränkung dieses Parameters auf Ausspeisepunkte an nachgelagerte Netze nicht sachgerecht. Des Weiteren sei nicht sachgerecht, dass GDRM-Anlagen keine Berücksichtigung als Parameter gefunden hätten.

Der Netzbetreiber rügt weiter die gestiegene Heterogenität des dem Effizienzvergleich zu Grunde liegenden Datensatzes.

Vor diesem Hintergrund wird die vorgenommene Ausreißeranalyse kritisiert. Es hätte einer mehrmalig wiederholenden Ausreißeranalyse bedurft. Durch deren Fehlen seien Ausreißer im Datensatz verblieben. Eine iterative Ausreißeranalyse hätte mittels Cook's Distance erfolgen müssen, wobei zunächst die ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer hätten herausgenommen werden müssen und anschließend nochmals die Cook's Distance zur Anwendung hätte kommen müssen.

Die Bundesnetzagentur war vor die Aufgabe gestellt, im Rahmen des Effizienzvergleichs der Verteilnetzbetreiber (VNB) Gas für die zweite Regulierungsperiode alle Netzbetreiber hinsichtlich der Beschreibung ihrer Versorgungsaufgabe vergleichbar zu machen.

Diese Aufgabe wurde dadurch erschwert, dass in der miteinander zu vergleichenden Gruppe der VNB Gas auch einige Netzbetreiber vertreten waren, für die hinsichtlich des Konzessionsgebietes, der versorgten Fläche, der Bevölkerungszahlen und des Anschluss- und Erschließungsgrades keine vergleichbaren Daten vorlagen, da diese Informationen bis dato für diese Netzbetreiber nicht definiert waren. Dabei handelte es sich um Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode noch den Fernleitungsnetzbetreiber (FLNB) zuzuordnen waren.

Die Bundesnetzagentur hat daher beschlossen, diese fehlenden Größen im Rahmen einer fundierten Schätzung nach zu erheben. Diese Möglichkeit ist der Bundesnetzagentur ausdrücklich durch § 30 ARegV gegeben. Die Bundesnetzagentur hat bei der so durchgeführten Schätzung ausdrücklich die Informationen der Netzbetreiber verwendet.

Da die betroffenen Unternehmen nicht über Konzessionen i. e. S. verfügen, konnte die versorgte Fläche für sie nicht wie für die übrigen Netzbetreiber auf Grundlage der Konzessionsgebiete ermittelt werden. Für die betroffenen Unternehmen musste das Konzessionsgebiet somit geschätzt und darauf aufbauend analog zum Vorgehen bei den übrigen Netzbetreibern die versorgte Fläche berechnet werden. Die Schätzung des Konzessionsgebietes war dabei an den ursprünglichen Gedanken eines Wegennutzungsrechts angelehnt. Daher wurden hierzu diejenigen amtlichen Gemeindegrenzen (AGS) herangezogen, durch die Leitungen eigener Netze verlaufen und in denen zum eigenen Netz gehörende Anlagen belegen sind.

Die Tatsache, dass für die Gruppe der ehemaligen FLNB einheitlich ein Anschluss- und Erschließungsgrad von 100% angesetzt wurde, gelangte den übrigen VNB in

keinerlei Weise zum Nachteil. Vielmehr ist es so, dass durch die Annahme, die Versorgungsgebiete der ehemaligen FLNB seien vollständig erschlossen und ans Netz angeschlossen, sich die tatsächlichen Größen und die potenziellen Größen entsprechen, während sich für die übrigen VNB mit einem Erschließungsgrad kleiner 100 % ergibt, dass die potenziellen Größen höher als die tatsächlichen Größen sind.

Eine Abschätzung der Parameter für Leitungen des Netzbetreibers außerhalb seines Konzessionsgebietes war nicht vorzunehmen. Denn eine Schätzung nach § 30 ARegV kommt nur dann in Betracht, wenn keine oder offenkundig unzutreffende Daten vorliegen. Da für den Netzbetreiber die notwendigen Daten jedoch vollumfänglich vorliegen, sind diese zu Grunde zu legen und es ist gerade keine Schätzung durchzuführen.

Zudem ist eine Verzerrung des Benchmark auch dahingehend sachlogisch ausgeschlossen, soweit diese Netzbetreiber Ausreißer in der Kostentreiberanalyse und im finalen Effizienzvergleichsmodell sind.

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 Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter 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_t) 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_t) 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 $0,2 \cdot t$.

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 Erlösobergrenzen 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 Erlösobergrenzen, Zellen I13 bis I17**).

2.7. Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25 ARegV

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 09.03.2012 einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten für jedes Kalenderjahr der Regulierungsperiode 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 Ver-

bindung mit **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen Zelle D54** zu entnehmen ist.

Der pauschalierte Investitionszuschlag ist bei der Festlegung der Erlösbergrenze 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.

Der Antrag auf Anerkennung eines pauschalierten Investitionszuschlages für die gesamte zweite Regulierungsperiode ist hingegen abzulehnen. Nach dem eindeutigen Wortlaut von § 34 Abs. 4 S. 1 ARegV ist § 25 nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden. Der pauschalierte Investitionszuschlag ist damit zwingend zum 31.12.2013 zu befristen.

2.8. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen 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_{t}). 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** be-

schrieben. 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.

2.11. Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrages

Im Hinblick auf den öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag vom 22.12.2011 ist die Erlösobergrenzen des Kalenderjahres 2013 um den nachfolgend genannten Betrag zu erhöhen (BK9-08/878).

2. Regulierungsperiode Gas	
Kalenderjahr	Anpassungsbetrag
2013	geschwärzt

III. Meldepflichten

Die Anordnung des Tenors zu 2.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11 und 13, S. 2 und 3 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs.3 S.2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-DrS.417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i.V.m. § 29 Abs.1 EnWG nochmals aus-

drücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. 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.

V. Gebühren

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

VI. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1** (Kalenderjährliche Erlösobergrenzen), **Anlage A2** (Effizienzvergleich), **Anlage A3** (Sondersachverhalte),

- **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** (Erlösobergrenze) 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 Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) 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 28.05.2014

Vorsitzender



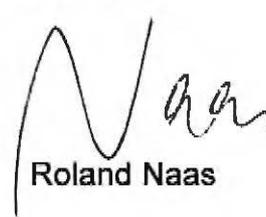
Helmut Fuß

Beisitzer



Dr. Jörg Mallossek

Beisitzer



Roland Naas

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen									
2										
3										
4										
5	Unternehmen	wesameiz Bremen GmbH								
6	AZ	BKG-11/B191								
7	Betriebsnummer	12001003								
8	Netznummer	1								
9										
10	1. Zusammenfassung (2. Regulierungsperiode)									
11	1.1. Daten der Regulierungsperiode			1.2. Jahresdaten						
12	Verfahrensart	geschwärzt								
13	Ausgangswert gemäß § 6 Abs. 1 ARagV									
14	Faustkalkulator Investitionszuschlag nach § 25 ARagV									
15	Basissjahr (i ₀)									
16	Effizienzwert (EW ₀)									
17	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 Satz 2 ARagV (VPI ₀)									
18										
19	1.3. Berechnung der Erlösobergrenze									
20	Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARagV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARagV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARagV	Verbleibender Anteil der Ineffizienzen im Jahr t	Beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 ARagV	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 Satz 2 ARagV im Jahr t	Verbraucherpreisgesamtindex für das Basissjahr nach § 6 Abs. 1 ARagV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARagV	Erweiterungsfaktor nach § 10 ARagV
21	t	EO _t =	+ KA _{nd,t}	+ KA _{nd,t}	+ (1 - V _t)	* KA _{o,t}	* (VPI _t)	/ VPI ₀	- PF _t	* EF _t
22	geschwärzt									
23										
24										
25										
26	Jahr	Quantitätsmerkmal nach § 19 ARagV	variabler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARagV im Jahr t	variabler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARagV im Basissjahr	Saldo des Regulierungskontos	Sonstiges				
27	t	+ Q _t	+ (VK _t)	- (VK ₀)	+ G _t	+ Sonstiges				
28	geschwärzt									
29										
30										
31										
32										
33										

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
34	2. Detaillierte Übersicht (2. Regulierungsperiode)												
35	2.1. Ausgangsniveau für die Erlösbergrenzenbestimmung												
36	Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARRegV	44.533.194,03 €											
38	Anpassungsbetrag	- €											
39	= angepasstes Ausgangsniveau (KA _{ges,2})	44.533.194,03 €											
40													
41		Ausgangsniveau (Basistjahr 2010, I ₀)		1. Jahr 2013		2. Jahr 2014		3. Jahr 2015		4. Jahr 2016		5. Jahr 2017	
42													
43	2.2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenteile nach § 11 Abs. 2 ARRegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
44	gesetzliche Abnahme- und Vergütungslichten (Nr. 1)												
45	Konzessionsabgaben (Nr. 2)												
46	Betriebssteuern (Nr. 3)												
47	erforderliche Inanspruchnahme vorliegender Netzebenen (Nr. 4)												
48	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARRegV (Nr. 5)												
49	Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARRegV												
50	verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 6a)												
51	Betrieb- und Tarifvertrag, Versenbar, zu Lohnersatz- und Versorgungsleist. (Abschluss vor 31.12.06) (Nr. 9)												
52	Betriebs- und Personalratsmitglieder (Nr. 10)												
53	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)												
54	pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARRegV (Nr. 12)												
55	Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzananschlusskostenbeiträgen (Nr. 13)												
56	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Gasversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen												
57	Summe												
58	Saldo												
59													
60	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten KA _{dnb}												
61													
62	2.3. volatile Kostenteile nach § 11 Abs. 3 ARRegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
63	Kosten für die Beschaffung von Treibstoffe	- €		- €		- €		- €		- €		- €	
64	Kosten für Lastflusszuwegen	- €		- €		- €		- €		- €		- €	
65	Summe	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
66	Saldo	- €		- €		- €		- €		- €		- €	
67													
68	Differenz der volatilen Kostenteile (VK _v - VK _n)			- €		- €		- €		- €		- €	

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
				Ausgangsniveau (Basisjahr 2010)	1. Jahr 2013	2. Jahr 2014	3. Jahr 2015	4. Jahr 2016	5. Jahr 2017
69									
70	2.4. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile								
71	2.4. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile								
72	Gesamtkosten ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	$KA_{\text{Ges}} - KA_{\text{DNR}}$							
73	Beeinflussbarer Kostenanteil [%]	$1 - EW_1$							
74	Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{\text{B,1}}$							
75	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [%]	EW_1							
76	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{\text{DNR,1}}$							
77	Nicht abgebauter Teil der beeinflussbaren Kosten	$1 - V_1$							
78	Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_1) \times KA_{\text{B,1}}$							
79	Abzubauender beeinflussbarer Kostenanteil	$V_1 \times KA_{\text{B,1}}$							
80	Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{\text{DNR,1}} + (1 - V_1) \times KA_{\text{B,1}}$							
81									
82	2.5. Verbraucherpreisgesamindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)								
83									
84	Verbraucherpreisgesamindex nach § 8 ARegV	VPI							
85	Steigerung des Verbraucherpreisgesamindex bezogen auf Basisjahr	VP_1 / VP_0							
86	kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	PF ₁							
87	Verbraucherpreisgesamindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_1 / VPI_0) \cdot PF_1$							
88	Jährliche Kostenanteile K_{DNR} + K_{B} mit VPI und PF	$(KA_{\text{DNR,1}} + (1 - V_1) \times KA_{\text{B,1}}) \times (VPI_1 / VPI_0 \cdot PF_1)$							
89									
90	2.6. Erweiterungsfaktor (EF)								
91	Erweiterungsfaktor (Anwendung ab 2010) nach § 4, § 10 ARegV	EF ₁							
92	Jährliche Kostenanteile "vmb" + "b" mit VPI und PF, sowie EF ₁	$(KA_{\text{DNR,1}} + (1 - V_1) \times KA_{\text{B,1}}) \times (VPI_1 / VPI_0 \cdot PF_1) \times EF_1$							
93									
94	2.7. Quotientelement (Q)								
95	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach § 10 ARegV	Q							
96									
97	2.8. Saldo des Regulierungskontos (S)								
98	Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 ARegV	S							
99									
100	2.8. Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO)	$EO_1 = KA_{\text{DNR,1}} + (KA_{\text{DNR,1}} + (1 - V_1) \times KA_{\text{B,1}}) \times (VPI_1 / VPI_0 \cdot PF_1) \times EF_1 + Q_1 + VKD - S_1$							
101									
102	2.10. Sondersachverhalte								
103	Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden								
104									
105									
110	3. Kalenderjährliche Erlösobergrenze								
111									
112	3. Kalenderjährliche Erlösobergrenze	EO_1 kalenderjährlich							

geschwärzt

A2. Effizienzvergleich

Unternehmen wesernetz Bremen GmbH
 AZ BK9-11/8191
 Betriebsnummer 12001003
 Netznummer 1

Ergebnisse des Effizienzvergleichs

Vergleichsparameter

Verfahren	Wert
DEA, Normal	geschwärzt
DEA, Standardisiert	
SFA, Normal	
SFA, Standardisiert	
Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	
Effizienzwert [EW _a]	

Vergleichsparameter	Wert
Ausspeisepunkte (Normierungsparameter)	geschwärzt
versorgte Fläche (km ²)	
gesamte Leitungslänge (km)	
zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen (m _n ³ /h)	
Anzahl der potentiellen Ausspeisepunkte	
Rohrvolumen (m ³)	
Anteil vorherrschende Bodenklasse 4,5,6 (gewichtet mit Leitungslänge) (km)	
Anzahl der Messstellen	
Anzahl der Ausspeisepunkte > 16 bar	

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2								A3. Sondersachverhalte
3								
4								Sondersachverhalte des Netzbetreibers
5								
6		Unternehmen	wesernetz Bremen GmbH					
7		AZ	BK9-11/8191					
8		Betriebsnummer	12001003					
9		Netznummer	1					
10								
11		Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Sondersachverhalten						
12			Betrag 2013	Betrag 2014	Betrag 2015	Betrag 2016	Betrag 2017	
13				- €	- €	- €	- €	
14		öffentlich-rechtlicher Vertrag		- €	- €	- €	- €	
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35		*Erlösobergrenzenmindernde Positionen werden durch ein negatives Vorzeichen gekennzeichnet						

	A	B	C	D	E
1	Anlage III				
2					
3	Vergleichbarkeitsrechnung gem. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV				
4					
5	Unternehmen	wesernetz Bremen GmbH			
6	AZ	BK9-11/8191			
7	Betriebsnummer	12001003			
8	Netznummer	1			
9					
10		Anlagengruppe	Abschreibungsdauer (Jahre) Untergrenze	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten pro Anlagengruppe
11	I.	Kalk. Abschreibungen allgemeine Anlagen			
12	2	Kalk. Abschreibungen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen			
13	3	Kalk. Abschreibungen Betriebsgebäude			
14	4	Kalk. Abschreibungen Verwaltungsgebäude			
15	5	Kalk. Abschreibungen Gleisanlagen, Eisenbahnwagen			
16	6	Kalk. Abschreibungen Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Vermittlungseinrichtungen			
17	7	Kalk. Abschreibungen Werkzeuge/Geräte			
18	8	Kalk. Abschreibungen Lagereinrichtung			
19	9	Kalk. Abschreibungen EDV-Anlagen			
20	9.1	Kalk. Abschreibungen Hardware			
21	9.2	Kalk. Abschreibungen Software			
22	10	Kalk. Abschreibungen Fahrzeuge			
23	10.1	Kalk. Abschreibungen Leichtfahrzeuge			
24	10.2	Kalk. Abschreibungen Schwerfahrzeuge			
25	II.	Kalk. Abschreibungen Gasbehälter			
26	III.	Kalk. Abschreibungen Erdgasverdichteranlagen			
27	1	Kalk. Abschreibungen Erdgasverdichtung			
28	2	Kalk. Abschreibungen Gasreinigungsanlagen			
29	3	Kalk. Abschreibungen Piping und Armaturen			
30	4	Kalk. Abschreibungen Gasmessanlagen			
31	5	Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)			
32	6	Kalk. Abschreibungen Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)			
33	7	Kalk. Abschreibungen Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)			
34	8	Kalk. Abschreibungen Verkehrswege			
35	IV.	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen			
36	1	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl			
37	1.1	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE ummantelt			
38	1.2	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt			
39	1.3	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl bituminiert			
40	2	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Grauguss (> DN 150)			
41	3	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Duktiler Guss			
42	4	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
43	5	Kalk. Abschreibungen Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyvinylchlorid (PVC)			
44	6	Kalk. Abschreibungen Armaturen/Armaturenstationen			
45	7	Kalk. Abschreibungen Molchschieusen			

geschwärzt

A		B	C	D	E
46	8	Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen)			
47	V.	Kalk. Abschreibungen Mess-, Regel- und Zähleranlagen			
48	1	Kalk. Abschreibungen Gaszähler der Verteilung			
49	2	Kalk. Abschreibungen Hausdruckregler/Zählerregler			
50	3	Kalk. Abschreibungen Messeinrichtungen			
51	4	Kalk. Abschreibungen Regeleinrichtungen			
52	5	Kalk. Abschreibungen Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
53	6	Kalk. Abschreibungen Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
54	7	Kalk. Abschreibungen Verdichter in Gasmischanlagen			
55	8	Kalk. Abschreibungen Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
56	9	Kalk. Abschreibungen Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
57	VI.	Kalk. Abschreibungen Fernwirkanlagen			
58					
59	3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens			
60	3.1.2.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
61	3.1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK			
62	3.1.2.5.	Sonstiges			
63	3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände			
64	3.2.2.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
65	3.2.4.	Grundstücke zu AK/HK			
66	3.2.5.	Sonstiges			
67	4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen			
68	5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens			
69		Summe			
70		zusätzliche Zinsen			
71					
72					
73					
74	Nr.	Anlagengruppe			
76					
78					
80					
81					
82					
83					
85					
87					
88					
89					
90					
92					
94					
95					
96					
97					
98					
99					
110	2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen			
271		Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
272					
273					
274					

geschwärtzt

	A	B	C	D	E
275					
276					
277					
278					
281	6	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
282		Werkzeuge/Geräte			
283					
284					
285					
286					
287					
288					
289					
290					
291					
292					
293					
294					
295					
300	7	Werkzeuge/Geräte			
305					
308					
326	8	Lagereinrichtung			
327		Hardware			
328					
329					
330					
335	9.1	Hardware			
336		Software			
337					
338					
341	9.2	Software			
342		Leichtfahrzeuge			
343					
345					
346					
347	10.1	Leichtfahrzeuge			
348		Schwerfahrzeuge			
349					
350					
351					
352					
353					
354					
355					
356	10.2	Schwerfahrzeuge			
657					
658					
659					
660					
661					
662					
663					
681	IV. 1.1	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl PE unmantelt			
682		Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt			
683					
684					

geschwätzt

	A	B	C	D	E
685					geschwärtzt
686					
687					
688					
689					
690					
691					
692					
693					
694					
695					
696					
697					
698					
699					
700					
701					
702					
703					
704					
705					
706					
707					
708					
709					
710					
711					
712					
713					
714					
715					
716					
717					
718					
719					
720					
721					
722					
723					
724					
725					
747	IV. 1.2	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl kathodisch geschützt			
786					
787					
788					
789					
790					
791					
792					
803	IV. 1.3	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Stahl bituminiert			
916		Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
917					
918					
919					
920					
921					
922					

	A	B	C	D	E
923					
924					
925					
926					
927					
928					
929					
930					
931					
932					
933					
934					
935					
936					
937					
938					
939					
940					
941					
942					
943					
944					
945					
946					
971	IV. 4	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)			
1151		Gaszähler der Verteilung			
1152					
1153					
1154					
1155					
1156					
1157					
1158					
1167	V. 1	Gaszähler der Verteilung			
1168		Hausdruckregler/Zählerregler			
1169					
1170					
1171					
1172					
1173					
1174					
1175					
1176					
1177					
1178					
1179					
1180					
1181					
1182					
1193	V. 2	Hausdruckregler/Zählerregler			
1240		Regelrichtungen			
1241					
1242					
1243					
1244					
1245					
1246					

geschwätzt

	A	B	C	D	E
1247					
1248					
1249					
1250					
1251					
1252					
1253					
1254					
1255					
1256					
1257					
1258					
1259					
1260					
1261					
1262					
1263					
1264					
1265					
1266					
1267					
1268					
1269					
1270					
1271					
1272					
1273					
1274					
1275					
1276					
1278					
1280					
1281					
1282					
1283					
1285	V. 4	Regelanrichtungen			
1295					
1316	V. 5	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
1318					
1347	V. 6	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
1411					
1413					
1414					
1415					
1416					
1417					
1418					
1419					
1420					
1422					
1423					
1424					
1425					
1426					
1427					
1428					
1429					

geschwätzt

	A	B	C	D	E
1430					
1431					
1432					
1433					
1434					
1435					
1436					
1437					
1438					
1439					
1440					
1441					
1442					
1443					
1444					
1445					
1446					
1449					
1450					
1451					
1453					
1455					
1456					
1456					
1461					
1466					
1470	V. 9	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)			
1471		Fernwirkanlagen			
1472					
1473					
1474					
1475					
1476					
1477					
1478					
1479					
1480					
1481					
1482					
1483					
1484					
1485					
1491	VI.	Fernwirkanlagen			
1492		Gesamt			

geschwärzt

	A	B	C
1496			
1497		Pauschalierter Investitionszuschlag	
1498			
1499	Unternehmen	wesernetz Bremen GmbH	
1500	AZ	BK9-11/8191	
1501	Betriebsnummer	12001003	
1502	Netznummer	1	
1503			
1504		(standardisierte Kapitalkosten)	
1505		gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV	
1506		1 % der standardisierten Kapitalkosten = Investitionszuschlag	

bzjpw/pasc

**Überleitung der Gesamtkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen
gem. § 11 Abs. 2 ARegV**

5 Unternehmen wesometz Bremen GmbH
6 AZ BKB-11/B191
7 Betriebsnummer 12001003
8 Netznummer 1

Zelle	Position	Kostenarten	Gesamtkosten nach Mitteilung BNetzA	Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA	Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA
			(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
11	L	Erfassung der relevanten Daten zur Ermittlung der Netzkosten							
12	1	Aufwandsgleiche Kosten							
13	1.1.	Materialkosten							
14	1.1.1.	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe							
15	1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie							
16	1.1.1.2.	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie							
17	1.1.1.3.	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch							
18	1.1.1.4.	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie							
19	1.1.1.5.	Sonstiges							
20	1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen							
21	1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber							
22	1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur							
23	1.1.2.3.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung							
24	1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen							
25	1.1.2.5.	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für Basisbilanzausgleich							
26	1.1.2.6.	Aufwendungen für Differenzmengen							
27	1.1.2.7.	Sonstiges							
28	1.2.	Personalkosten							
29	1.2.1.	Löhne und Gehälter							
30		Kosten/Erlöse der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalarbeitsleistung							
31		Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen							
32	1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung							
33	1.2.2.1.	davon für Altersversorgung							
34	1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen							
35		Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnersatz- und Versorgungsvestitionen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind							
36		Kosten/Erlöse der Betriebskassenleistungen für Kinder des im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen							
37	1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Fremdkapitalzinsen)							
38	1.3.1.	davon gegenüber verbundenen Unternehmen							
39	1.3.2.	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
40	1.3.3.	davon gegenüber Kreditinstituten							
41	1.3.4.	Sonstiges							
42	1.4.	Ansatzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)							
43	1.4.1.	davon KFZ-Steuer							
44	1.4.2.	davon Grundsteuer							
45	1.4.3.	davon Sonstiges							
46	1.5.	Sonstige betriebliche Kosten							

geschwärzt

A		B		C		D		E		F		G		H		I		J		K		L		M	
Zeile	Position	Kostenarten		Gesamtkosten nach Mittelung BNetzA		Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber		Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA		Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber		Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA		Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber		Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA									
				[€]		[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]								
10																									
47	47	1.5.1.	davon für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen																						
48	48	1.5.2.	davon für Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)																						
49	49	1.5.3.	davon aus der Vergabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV																						
50	50	1.5.4.	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform (§ 14 Abs. 1 GasNZV)																						
51	51	1.5.5.	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.																						
52	52	1.5.6.1	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 6 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)																						
53	53	1.5.6.2	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARRegV entfallende Kosten																						
54	54	1.5.7.	davon Wartung und Instandsetzung																						
55	55	1.5.8.	davon Konzessionsabgaben																						
56	56	1.5.9.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge																						
57	57	1.5.10.	davon Versicherungen																						
58	58	1.5.11.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften																						
59	59	1.5.12.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten																						
60	60	1.5.13.	davon Rechts- und Beratungskosten																						
61	61	1.5.14.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden																						
62	62	1.5.15.	davon Reisekosten und Ausläsungen																						
63	63	1.5.16.	davon Bewirtung und Geschenke																						
64	64	1.5.17.	davon Einzelwerbberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen																						
65	65	1.5.18.	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV																						
66	66	1.5.19.	Sonstiges																						
67	67	2	kalkulatorische Abschreibungen																						
68	68	2.1.	Abschreibungen Sachanlagevermögen																						
69	69	2.2.	Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen																						
70	70	2.2.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten																						
71	71	2.2.2.	Sonstiges																						
72	72	2.3.	Abschreibungen Finanzanlagen und Wertpapiere des Umlaufvermögens																						
73	73	2.3.1.	Abschreibungen auf Finanzanlagen																						
74	74	2.3.2.	Abschreibungen auf Wertpapieren des Umlaufvermögens																						
75	75	3	Kalk. Eigenkapitalverzinsung																						
76	76	4	Kalk. Gewerbesteuer																						
77	77	1.a.	Netzkosten i.a. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse																						
78	78	6	Kostenmindernde Erlöse und Erträge																						
79	79	5.1.	Erlöse aus Konzessionsabgaben																						
80	80	5.2.	andere aktivierte Eigenleistungen																						
81	81	5.3.	Erträge aus Beteiligungen																						
82	82	5.3.a	davon aus verbundenen Unternehmen																						
83	83	5.4.	Erträge aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen																						
84	84	5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenschüssen																						
85	85	5.6.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Anlagevermögens																						
86	86	5.6.a	davon aus verbundenen Unternehmen																						
87	87	5.7.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge																						
88	88	5.7.1.	Erträge aus Finanzanlagen																						
89	89	5.7.1.1	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen																						
90	90	5.7.1.2	davon Erträge aus Cash-Pooling																						
91	91	5.7.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln																						
92	92	5.7.2.1	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen																						
93	93	5.7.2.2	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)																						

geschwärtzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Zeile	Position	Kostenarten	Gesamtkosten nach Mitteilung BNetzA		Umbuchung (Minus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Minus) gemäß BNetzA		Umbuchung (Plus) gemäß Netzbetreiber	Umbuchung (Plus) gemäß BNetzA		Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß Netzbetreiber	Gesamtkosten nach Umbuchung gemäß BNetzA
				(€)		(€)	(€)		(€)	(€)		(€)	(€)
10													
94	94	5.7.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht										
95	95	5.7.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen										
96	96	5.7.2.5.	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens										
97	97	5.7.2.6.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten										
98	98	5.7.2.7.	Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
99	99	5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge										
100	100	5.8.1.	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste gem. § 5 Abs. 3 GasNZV (§ 15 Abs. 3 GasNZV a.F.)										
101	101	5.8.1.1	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungen										
102	102	5.8.1.2	Erlöse aus Nominierungersatzverfahren										
103	103	5.8.1.3	Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich										
104	104	5.8.1.4	Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen										
105	105	5.8.1.5	Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten										
106	106	5.8.2.	Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerung gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
107	107	5.8.3.	Erträge aus Auflösung von Rückstellungen gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
108	108	5.8.4.	Erlöse aus Verkauf von Spannungsestrom										
109	109	5.8.5.	Erlöse aus Differenzmengen										
110	110	5.8.6.	Andere Sonstige Erlöse										
111	111	5.8.6.a	davon Umsatzerlöse aus für Dritte erbrachte Dienstleistungen										
112	112	5.8.7.	Andere sonstige Erträge										
113	113	Lb.	Netzkosten Lb. nach Abzug kostenmindernder Erlöse										
114													
115													

geschwärzt

Aufwandsparameter gem. § 14 ARegV

5 Unternehmen wesernetz Bremen GmbH
 6 AZ BK9-11/B191
 7 Betriebsnummer 12001003
 8 Netznummer 1

Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]	davon	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 I.V.m. Abs. 2 ARegV [€]
11	1.	Erfassung der relevanten Daten zur Ermittlung der Netzkosten				
12	1	Aufwandsgleiche Kosten				
13	1.1.	Materialkosten				
14	1.1.1.	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
15	1.1.1.1	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie				
16	1.1.1.2	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie				
17	1.1.1.3	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch				
18	1.1.1.4	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie				
19	1.1.1.5	Sonstiges				
20	1.1.2.	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen				
21	1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelegerte Netzbetreiber				
22	1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur				
23	1.1.2.3.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung				
24	1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen				
25	1.1.2.5.	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für Basisbilanzausgleich				
26	1.1.2.6.	Aufwendungen für Differenzmengen				
27	1.1.2.7.	Sonstiges				
28	1.2.	Personalkosten				
29	1.2.1.	Löhne und Gehälter				
30		Kosten/Erlöse der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalstätigkeit				
31		Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen				
32	1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				
33	1.2.2.1.	davon für Altersversorgung				
34	1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen				
35		Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnersatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind				
36		Kosten/Erlöse der Betriebskinderbetreuungsstellen für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen				
37	1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Fremdkapitalzinsen)				
38	1.3.1.	davon gegenüber verbundenen Unternehmen				
39	1.3.2.	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
40	1.3.3.	davon gegenüber Kreditinstituten				
41	1.3.4.	Sonstiges				

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]		davon		dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 I.V.m. Abs. 2 ARegV [€]	
10												
42	1.4.	Ansatzbars betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)										
43	1.4.1.	davon KFZ-Steuer										
44	1.4.2.	davon Grundsteuer										
45	1.4.3.	davon Sonstiges										
46	1.5.	Sonstige betriebliche Kosten										
47	1.5.1.	davon für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen										
48	1.5.2.	davon für Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)										
49	1.5.3.	davon aus der Vergabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV										
50	1.5.4.	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform (§ 14 Abs. 1 GasNZV)										
51	1.5.5.	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
52	1.5.5.1	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 6 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)										
53	1.5.5.2	davon auf eine wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 3 ARegV entfallende Kosten										
54	1.5.7.	davon Wartung und Instandsetzung										
55	1.5.8.	davon Konzessionsabgaben										
56	1.5.9.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge										
57	1.5.10.	davon Versicherungen										
58	1.5.11.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften										
59	1.5.12.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten										
60	1.5.13.	davon Rechts- und Beratungskosten										
61	1.5.14.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden										
62	1.5.15.	davon Reisekosten und Auslösungen										
63	1.5.16.	davon Bewirtung und Geschenke										
64	1.5.17.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen										
65	1.5.18.	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV										
66	1.5.19.	Sonstiges										
67	2	kalkulatorische Abschreibungen										
68	2.1.	Abschreibungen Sachanlagevermögen										
69	2.2.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen										
70	2.2.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten										
71	2.2.2.	Sonstiges										
72	2.3.	Abschreibungen Finanzanlagen und Wertpapiere des Umlaufvermögens										
73	2.3.1.	Abschreibungen auf Finanzanlagen										
74	2.3.2.	Abschreibungen auf Wertpapiere des Umlaufvermögens										
75	3	Kalk. Eigenkapitalverzinsung										
76	4	Kalk. Gewerbesteuer										
77	1.a.	Netzkosten i. d. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse										
78	6	Kostenmindernde Erlöse und Erträge										
79	5.1.	Erlöse aus Konzessionsabgaben										
80	5.2.	andere skivierte Eigenleistungen										
81	5.3.	Erträge aus Beteiligungen										
82	5.3.a	davon aus verbundenen Unternehmen										

geschwärtzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	Position	Kostenarten	Netzkosten nach Konsolidierung [€]		davon		dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [€]		Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten] gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 LV.m. Abs. 2 ARegV [€]	
10												
83	5.4.	Erträge aus Auflösung von Netzanchlussbeiträgen										
84	5.5.	Erträge aus Auflösung von Baukostenzuschüssen										
85	5.6.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens										
86	5.6.a	davon aus verbundenen Unternehmen										
87	5.7.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
88	5.7.1.	Erträge aus Finanzanlagen										
89	5.7.1.1.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen										
90	5.7.1.2.	davon Erträge aus Cash-Pooling										
91	5.7.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln										
92	5.7.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen										
93	5.7.2.2.	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)										
94	5.7.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht										
95	5.7.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen										
96	5.7.2.5.	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens										
97	5.7.2.6.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten										
98	5.7.2.7.	Anderer sonstige Zinsen und ähnliche Erträge										
99	5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge										
100	5.8.1.	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste gem. § 5 Abs. 3 GasNZV (§ 15 Abs. 3 GasNZV a.F.)										
101	5.8.1.1.	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungen										
102	5.8.1.2.	Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren										
103	5.8.1.3.	Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich										
104	5.8.1.4.	Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen										
105	5.8.1.5.	Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten										
106	5.8.2.	Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerung gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
107	5.8.3.	Erträge aus Auflösung von Rückstellungen gem. § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.										
108	5.8.4.	Erlöse aus Verkauf von Entspannungstrom										
109	5.8.5.	Erlöse aus Differenzmengen										
110	5.8.6.	Anderer Sonstige Erlöse										
111	5.8.6.a	davon Umsatzerlöse aus für Dritte erbrachte Dienstleistungen										
112	5.8.7.	Anderer sonstige Erträge										
113		zusätzliche Verzinsung für Standardisierung										
114	l.b.	Netzkosten i.B. nach Abzug kostenmindernder Erlöse										
115												
116												
117												
118												
119												
120												
121												
122												

geschwärzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der
kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV**

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die zweite Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2013. 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.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013 bis 2017) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. §§ 4 bis 9 GasNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV, zusammen. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

Die so ermittelten Netzkosten, die gem. § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 1-NB (Zelle F105)** und betragen

geschwärzt

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zugrunde gelegt, der vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLS-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei zu ermöglichen. Welcher Erhebungsbogen der Prüfung zugrunde gelegt wurde, ist den **Anlagen 1-NB bis 6-NB (jeweils Zelle B9)** zu entnehmen.

1. Aufwandsgleiche Kosten

Aufwandsgleiche Kosten sind zu berücksichtigen, wenn sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

Aufwandsgleiche Kosten sind nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehungsgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb oder anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht auf den Netzbetrieb bezogen und somit nicht berücksichtigungsfähig.

Der Netzbetreiber ist darlegungs- und beweisverpflichtet für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungslast begrenzt die Amtsaufklärungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gem. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 4, 2. HS GasNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die auf einer Besonderheit des

Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

1.1. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.4.)

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von **geschwärzt** geltend gemacht.

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen durch Dritte waren in einer Höhe von **geschwärzt** nicht zu berücksichtigen.

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen betreffen laut Seite 12 des Berichts nach § 28 GasNEV insbesondere in Höhe von **geschwärzt** sonstige Fremdleistungen, unter anderem zur Überprüfung von Gasanschlüssen, Odorierung und Gasrohrnetzüberprüfungen, in Höhe von **geschwärzt** **geschwärzt** Bau-, Klempner- und Montagearbeiten und in Höhe von **geschwärzt** mit der swb Netze Bremerhaven verrechnete Personaldienstleistungen.

Netzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 5a GasNEV Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund von Dienstleistungen durch Dritte anfallen, maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn sie die Leistung selbst erbringen würden. Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen könnte. Stellt sich die Dienstleistungserbringung durch Dritte als wirtschaftlich günstiger dar, so wird sich ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen das günstigste Angebot zur Erbringung der benötigten Dienstleistungen auswählen. Die Preise für die Erbringung von Dienstleistungen durch Dritte sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Dienstleistungserbringers nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. § 4 Abs. 5a GasNEV folgt insoweit dem Regelungsmodell des § 4 Abs. 5 GasNEV (BR-Drs. 312/10(B), S. 10). Für letztere Regelung hat der BGH die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07- „SWU Netz GmbH“).

In dem per E-Mail versendeten Fragenkatalog vom 16.09.2011 wurde der Netzbetreiber mit Frage 6 aufgefordert, den Aufwuchs von mehr als **geschwärzt** gegenüber dem Jahr 2009 darzulegen, da der überproportionale Anstieg der Aufwendungen darauf hindeutet, dass es sich um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt. Weiterhin sollte der Netzbetreiber die Gesamtkosten der Position 1.1.2.4. für die Jahre 2006 – 2008 darstellen. Anhand der Darstel-

lung der Gesamtkosten der Jahre 2006 – 2010, die der Netzbetreiber in der Antwort vom 30.09.2011 zum Fragenkatalog darlegt, ist zu erkennen, dass insbesondere in den Basisjahren 2006 **geschwärzt** und 2010 **geschwärzt** besonders hohe Aufwendungen für „Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen“ geltend gemacht wurden.

2006	2007	2008	2009	2010
geschwärzt				

Der Netzbetreiber erklärt, das Jahr 2010 bilde das „Normaljahr“ ab, da erst Ende 2009 die Umsetzungsphase des Rationalisierungsprojektes abgeschlossen worden sei. Im Vergleich zum Jahr 2006 seien die Kosten deutlich gesunken. Ergänzend wurde im Rahmen der Anhörung vorgetragen, die Erhöhung der Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen sei auf den Zukauf von fünf Mess- und Regelanlagen für die Übergabe von Erdgas am vorgelagerten Netz der Gasunion Deutschland Transport Service GmbH zurückzuführen, die von der Open Grid Europe GmbH erworben wurden. Den erhöhten Aufwendungen stünden verminderte Kosten beim vorgelagerten Netzbetreiber gegenüber. Diese Erklärungen reichen der Beschlusskammer jedoch nicht aus. Der Umstand des Abschlusses des Rationalisierungsprojektes und der Zukauf der Mess- und Regelanlagen erklären noch nicht, weshalb die Kosten der Basisjahre 2006 und 2010 wesentlich höher sind als die der dazwischen liegenden Jahre. Auch der mit Anlage 3 zum Schreiben vom 26.03.2012 vorgelegte Betriebskostenausweis, der zusätzliche Betriebskosten (ohne Kapitalkosten) pauschal mit **geschwärzt** benennt, von denen gemäß den Ausführungen auf Seite 4 des Schreibens **geschwärzt** auf die Gasverteilung entfallen, vermag den überproportionalen Kostenanstieg inhaltlich nicht nachvollziehbar zu begründen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die geltend gemachten Kosten nicht in voller Höhe regelmäßig wiederkehrend anfallen und es sich insoweit um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6

Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösbergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösbergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Der Netzbetreiber macht Kosten für Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von **geschwärzt** geltend. Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode in vollständiger Höhe wiederkehren. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten- oder Erlösanteile wurden daher verrätet. Es wurde der Mittelwert aus den Aufwendungen der Jahre 2006 bis 2010 für das Jahr 2010 in Höhe von **geschwärzt** anerkannt.

1.2. Aufwendungen für Differenzmengen (Ziffer 1.1.2.6.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Differenzmengen sind nicht zu berücksichtigen, da diese eine Verrechnungsposition zu den entsprechenden Erlösen aus Differenzmengen darstellen. Es handelt sich bei den Differenzmengen um einen durchlaufenden Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Differenzmengen waren mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren.

1.3. Materialkosten, davon Aufwendungen für bezogene Leistungen, davon Sonstiges (Ziffer 1.1.2.7.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Kosten für bezogene Leistungen, davon Sonstiges in Höhe von **geschwärzt** sind in Höhe von **geschwärzt** nicht zu berücksichtigen. Die unter Ziffer 1.1.2.7 geltend gemachten Aufwendungen betreffen im Wesentlichen mit **geschwärzt** Dienstleistungen der swb Messung und Abrechnung, mit **geschwärzt** Tiefbau- und Pflaster-

arbeiten, mit geschwärzt IT-Systembetreuungsleistungen, mit geschwärzt Vermessungsarbeiten für das Gasnetz, mit geschwärzt allgemeine Planungsarbeiten und mit geschwärzt Entsorgungsleistungen.

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen, davon Sonstiges, für das Jahr 2010 sind im Vergleich zum rückläufigen Entwicklungstrend der Jahre 2007, 2008 und 2009 überproportional gestiegen. Allein das Jahr 2006, das ebenfalls ein Basisjahr ist, weist noch höhere Aufwendungen auf.

2006	2007	2008	2009	2010
geschwärzt				

Der Netzbetreiber erklärt in seinem Bericht auf Seite 13, das Jahr 2009 weise einen extrem niedrigen Wert auf und stelle einen Ausreißer dar und somit könne hinsichtlich des Kostenanstieges von 2009 auf 2010 nicht von einer Besonderheit des Basisjahres ausgegangen werden. Die Differenz erkläre sich dabei durch grundsätzlich gestiegenen Aufwendungen (Vermessung, Entsorgung kontaminierter Böden etc.).

Die Beschlusskammer gelangt dennoch zur Auffassung, dass die überproportionale Schwankung des Basisjahres auf Besonderheiten des Geschäftsjahres beruht.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erst-

mals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Der Netzbetreiber macht Kosten für Aufwendungen für bezogene Leistungen, davon Sonstiges, in einer Höhe von **geschwärzt** geltend. Es ist nicht ersichtlich, dass insbesondere die geltend gemachten Kostenbestandteile für Vermessungsarbeiten, allgemeine Planungstätigkeiten und Entsorgung von kontaminierten Böden dem Grund und der Höhe nach periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode in vollständiger Höhe wiederkehren. Weiterhin hat der Netzbetreiber auch nicht dargelegt, inwieweit tatsächlich regelmäßig wiederkehrend Tiefbau- und Pflasterarbeiten in einem Volumen von **geschwärzt** wiederkehrend anfallen bzw. angefallen sind. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten- oder Erlösanteile wurden daher verrätet. Es wurde der Mittelwert aus den Aufwendungen der Jahre 2006 bis 2010 in Höhe von **geschwärzt** anerkannt.

1.4. Aufwendungen für Personalkosten, davon Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung (Ziffer 1.2.2.1)

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 26.3.2012, Seite 22, Aufwendungen für Personalkosten, Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, in einer Höhe von in Höhe von **geschwärzt** nachträglich geltend gemacht und dazu vorgetragen, dass es sich um die Zuführung zur Pensionsrückstellung aus der Neubewertung der Pensionsverpflichtungen nach Maßgaben der Regelungen des Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) in Höhe von 1/15 der aufzuholenden Unterdeckung handelt, die versehentlich als außerordentliche Aufwendungen im BAB nicht berücksichtigt worden sind. Die Beschlusskammer hat aufgrund dieses Sachvortrags den Personalkosten, davon Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, **geschwärzt** hinzugerechnet.

1.5. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Konzessionsabgaben (Ziffer 1.5.8.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Konzessionsabgaben sind nicht zu berücksichtigen, da diese eine Verrechnungsposition zu den entsprechenden Erlösen aus Konzessionsabgaben darstellen. Die an die Gemeinden für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen gezahlten Entgelte werden den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den

beantragten Kosten müssen Erträge in gleicher Höhe entgegenstehen. Die Kosten für Konzessionsabgaben waren mit den entsprechenden Erlösen zu neutralisieren, da die Netzentgelte sich zuzüglich Konzessionsabgabe verstehen und insofern eine Berücksichtigung in den Netzkosten sachfremd ist.

1.6. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.13.)

Der Netzbetreiber macht unter der BAB- Position 1.5.13. sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten, in Höhe von **geschwärzt** geltend. Darin enthalten sind gemäß dem Bericht nach §28 GasNEV, Seite 28, und Schreiben des Netzbetreibers vom 26.3.2012, Seite 8, anteilige Kosten für das mehrjährige Projekt "fit4BNetzA": in Höhe von **geschwärzt**. Das Projekt dient der Erstumsetzung energiewirtschaftlicher Vorgaben, insbesondere im Zusammenhang mit GeLi Gas, GaBi Gas und WiM, der Implementierung von Erweiterungen und der dauerhaften Aufrechterhaltung des Systems. Von den in Höhe von **geschwärzt** geltend gemachten Kosten entfallen **geschwärzt** auf die Pflege der Standardsoftware im Rahmen sog. Change Request Prozesses. Die Laufzeit des Projekts erstreckt sich ausweislich der Mail vom 5.6.2012, Tabelle „Projektkostenübersicht_fit4BNA.xls“, auf die Geschäftsjahre 2009 bis 2011 und verursachte anteilige Projektkosten für die Gasverteilung von insgesamt **geschwärzt**.

Da das Projekt bereits im Jahr 2011 beendet worden ist und ein Großteil der Kosten im Basisjahr 2010 angefallen ist, handelt es sich um eine Besonderheit des Geschäftsjahres. In der Zukunft werden entsprechende Kosten in dieser Höhe nicht mehr anfallen.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die anteiligen Gesamtkosten des Projekts "fit4BNetzA" betragen für die Gasverteilung **geschwärzt**. Die Kosten des Projekts "fit4BNetzA" werden auf Basis der angefallenen Gesamtkosten als Besonderheit des Geschäftsjahres über die Dauer der Regulierungsperiode verratet. Die Beschlusskammer erkennt daher von den vom Netzbetreiber für 2010 ursprünglich beantragten Projektkosten "fit4BNetzA" 1/5 der anteilig für die Gasverteilung angefallenen Gesamtkosten, also **geschwärzt** an.

1.7. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.14.)

Die im Hinblick auf Ziffer 1.5.14. in Höhe von **geschwärzt** geltend gemachten Aufwendungen sind in Höhe von **geschwärzt** nicht berücksichtigungsfähig.

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Im Rahmen der Anhörung wurde korrigierend vorgetragen, dass ein Betrag i.H. von **geschwärzt** Kosten für Stellenausschreibungen betreffen, davon **geschwärzt** für einen „Dipl.-Ing. Elektrotechnik Netzstrategie“. Für den Elektrotechniker kann ein Bezug zur Tätigkeit Gasverteilung von der Beschlusskammer nicht erkannt werden. Die übrigen Aufwendungen für Stellenausschreibungen i.H. von **geschwärzt** werden anerkannt.

Weiterhin wurden die im Rahmen der Anhörung vorgetragenen Aufwendungen für den Internetauftritt zur Einhaltung der Veröffentlichungspflichten in Höhe von **geschwärzt** anerkannt. Auf eine Korrektur des Ausweises wurde wegen Geringfügigkeit verzichtet.

1.8. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.16.)

Die im Hinblick auf Ziffer 1.5.16. in Höhe von **geschwärzt** geltend gemachten Aufwendungen sind in Höhe von **geschwärzt** nicht berücksichtigungsfähig.

Die Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Geschenke und Bewirtung sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Bewirtung und Geschenken verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Ein entsprechender Nachweis der Betriebsbezogenheit der geltend gemachten Kosten ist überdies nicht erfolgt.

Ergänzend wurde im Rahmen der Anhörung u. a. vorgetragen, dass in der Position auch Verpflegungsmehraufwendungen in Höhe von **geschwärzt** und Aufwendungen für Betriebsversammlungen in Höhe von **geschwärzt** enthalten sind. Diese Aufwendungen wurden in Höhe von insgesamt **geschwärzt** anerkannt.

1.9. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.17.)

Kosten, die unter der Position 1.5.17 (Sonstige betriebliche Kosten, davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen) geltend gemacht werden, sind nur dann berücksichtigungsfähig, wenn es sich um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Uneinbringliche Forderungen liegen vor, wenn es sich um einen endgültigen Forderungsausfall handelt, d. h. die Beitreibung des Forderungsbetrages erfolglos abgeschlossen wurde (bspw. fruchtlose Zwangsvollstreckung oder Insolvenzverfahren mangels Masse eingestellt). Darüber hinaus steht die Existenz einer Versicherung gegen Forderungsausfälle einer Kostenanerkennung von Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen entgegen.

Das Vorliegen uneinbringlicher Forderungen ist vom Netzbetreiber ausführlich, unter Nennung der Firma des Debtors, der Höhe des Forderungsausfalls, der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der versuchten Beitreibung etc. darzulegen.

Der Netzbetreiber macht unter der Position 1.5.17. gemäß ergänzender Angaben in seiner Anhörung **geschwärzt** für die Ausbuchung von Forderungen geltend, die von der Beschlusskammer anerkannt werden. Hinsichtlich des Restbetrages von **geschwärzt** für Forderungsausfälle und pauschale Einzelwertberichtigung geht die Beschlusskammer davon aus, dass es sich nicht um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Der geltend gemachte Betrag war daher entsprechend zu kürzen.

1.10. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.19.)

Die vom Netzbetreiber unter Ziffer 1.5.19. geltend gemachten Aufwendungen sind in einer Höhe von **geschwärzt** nicht zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges, in einer Höhe von **geschwärzt** geltend gemacht. Von diesen Aufwendungen entfallen gemäß Bericht des Netzbetreibers vom 30.6.2011, Seite 20 insgesamt **geschwärzt** auf Verluste aus Anlagenabgang. Diese Verluste betreffen angabegemäß den anteiligen kalkulatorischen Restbuchwert in Höhe von **geschwärzt** für des abgegangenen Netzleitcenters.

Der Anlagenabgang Netzleitcenter stellt eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar, er im Zusammenhang mit einer einmaligen betrieblichen Umstrukturierungen angefallen ist.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus grundsätzlich unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2010 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine

Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Es ist nicht ersichtlich, dass der im Zusammenhang mit dem Abgang des Netzleitcenters geltend gemachten Buchverlust zumindest der Höhe nach periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode wiederkehrt. Der aus dieser Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kostenanteil wurden über die Laufzeit der Regulierungsperiode verrätet. Die Beschlusskammer erkennt somit anteilig zu 1/5 von dem in Höhe von **geschwärtzt** geltend gemachten Buchverlust **geschwärtzt** an.

2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (§ 6 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens erforderlich. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlage).

Bei Altanlagen werden für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV). Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gem. § 6 Abs. 4 GasNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode jahresbezogen (§ 6 Abs. 5 S. 3 und 4 GasNEV) zu ermitteln.

Zur Illustration der folgenden Darlegungen wird ergänzend ein fiktives Berechnungsbeispiel in **Anlage II** beigefügt.

2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind in § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV legal definiert als die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Entscheidend bei der für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (Vgl. § 6 Abs. 3, 4 GasNEV). Diese Vorgabe verbietet es bspw., Anschaffungs- und Herstellungskosten durch eine Rückrechnung anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbeziehung qualitativer Veränderungen des zu betrachtenden Gutes zu ermitteln. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Höhe nach den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen. Die Beschlusskammer behält sich vor, die Ermittlung der angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten einer weiteren Überprüfung zu unterziehen. Sollte sie hierbei zu der Erkenntnis gelangen, dass die vom Netzbetreiber für die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten zugrunde gelegten errechneten Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen, wird sie von der in § 48 VwVfG normierten Möglichkeit der Rücknahme Gebrauch machen.

Nach § 6 GasNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen. Zum notwendigen Betriebsvermögen gehören nach allgemeiner Auffassung nicht nur Vermögensgegenstände, die unmittelbar dem Betriebszweck dienen. Vielmehr genügt es, wenn der Vermögensgegenstand mittelbar dem Betrieb dient.

Nicht aktivierten sondern z.B. über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Da unterstellt werden muss, dass diese Beträge in der Vergangenheit schon wieder verdient wurden, ist der Netznutzer nicht durch erneuten Ansatz als Anschaffungs- und Herstellungskosten zu belasten.

2.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. § 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ur-

sprünglichen Abschreibungsdauer. Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

Für den Fall von Netzkäufen ist dementsprechend festzuhalten, dass ein Anspruch eines Netzbetreibers, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte den Kaufpreis für erworbene Netze zugrunde zu legen, nicht besteht (BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.). Nach § 6 Abs. 6 GasNEV dürfen die Abschreibungsgrundlagen nicht verändert werden, was bedeutet, dass das Abschreibungsobjekt nur einmal und ohne Erhöhung der Kalkulationsgrundlage abgeschrieben werden kann. Die Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV stellt überdies ausdrücklich klar, dass das Verbot einer Abschreibung unter Null auch im Falle eines Eigentümerwechsels gilt. Damit wird bei einem Verkauf eine Veränderung der Abschreibungsgrundlage explizit ausgeschlossen. Auch aus der vielfach herangezogenen „Kauferring“-Entscheidung des BGH (BGH, KZR 12/97) folgt nichts anderes (so explizit für die wortgleiche StromNEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.)

Nach Angaben des Netzbetreibers sind Leitungen und Stationen der Open Grid Europe am 31.12.2009 übergegangen.. Der Wert der AK/HK des übergebenen Netzes beträgt laut Angaben des Netzbetreibers **geschwärzt**. Dieser Netzübergang ist noch nicht beschieden worden.

Gas-HD-Leitungen des Netzbetreibers sind am 31.12.2009 mit einem Wert von **geschwärzt** (AK/HK) von dem Netzbetreiber auf die Stadtwerke Verden GmbH & Co. KG übergegangen.

Der Netzbetreiber hat mitgeteilt, dass der Kaufpreis auf Grundlage der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berechnet worden ist. Es sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, dass die Ansätze der Netzbetreiber infolge eines Netzkaufes überhöht sein könnten. Die Beschlusskammer hat insoweit keine Kürzungen vorgenommen.

2.3. Tagesneuwerte

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV ist für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen – ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV – die Summe aller anlagenspezifisch ermit-

telten Abschreibungsbeträge zu Grunde zu legen. Nach § 6 Abs. 3 S. 1 GasNEV ist der Tagesneuwert der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte hat unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach §§ 6 Abs. 3 S. 2, 6a GasNEV zu erfolgen).

Aufgrund der Änderung der Rechtslage zum 1.1.2013 (§ 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:

Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a Abs. 1 GasNEV sind folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

1. für die Anlagengruppen I.2 Grundstücksanlagen, I.3 Betriebsgebäude, I.4 Verwaltungsgebäude, III.8 Gebäude, Verkehrswege und V.9 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen) der Anlage 1 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Anlagengruppen Rohrleitungen und Hausanschlussleitungen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt, IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, IV.2 Grauguss (> DN 150), IV.3 Duktiler Guss, IV.4 Polyethylen (PE-HD) und IV.5 Polyvinylchlorid (PVC) der Anlage 1 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
3. für die Anlagengruppen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt und IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, der Anlage 1, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, a) die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und –Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 40 Prozent und b) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 60 Prozent;
4. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1 Grundstücke der Anlage 1, der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mi-

neralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

§ 6a Abs. 2 GasNEV bestimmt, dass, sofern die in Absatz 1 genannten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind, der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zu Grunde zu legen sind, die mit den in Absatz 1 genannten Indexreihen zu verketteten sind. Absatz 2 regelt neben den zu verwendenden Ersatzreihen die Verkettungsmethodik. Hierbei werden Verkettungsfaktoren bestimmt, die sich jeweils aus der Division des am weitesten in der Vergangenheit liegenden Indexwertes der Indexreihe gemäß Absatz 1 durch den Indexwert der Ersatzindexreihe für dasselbe Beobachtungsjahr ergeben. Die Ersatzindexreihe wird jeweils mit dem Verkettungsfaktor multipliziert und dadurch umbasiert. Dies führt dazu, dass die Preisänderung unverändert bleibt. Die Verkettungsmethodik entspricht der Verkettungsmethodik in den Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Fachserie 16 und 17.

Es sind folgende Ersatzindexreihen heranzuziehen:

1. für die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, mit Umsatzsteuer (statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), mit Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
3. für die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohverbindungsstücke aus Eisen und Stahl a) für den Zeitraum von 2000 bis 2004 die Indexreihe Rohre aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index Erzeugerpreise gewerblicher Produkte), b) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und c) für den Zeitraum vor 1968 die

Indexreihe Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);

4. für die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineral-ölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in Absatz 1 und 2 genannten Indexreihen werden gemäß § 6a Abs. 3 GasNEV Indexfaktoren bestimmt. Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr t angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres t mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres t ergibt sich aus dem Quotienten des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

Gilt das Basisjahr 2010, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2010 und dem Indexwert des Jahres t . Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t , ergibt sich der Indexwert des Jahres 2010. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2010) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2010 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Absatz 4 der GasNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

Die neue Fassung des § 6 GasNEV sieht vor, dass für die Rohrleitungen aus Stahl (Anlagengruppe IV.1.1-IV.1.3 der Anlage 1 der GasNEV) Indexreihen zu verwenden sind, die vom jeweiligen Druck der Leitung abhängen. Für Rohrleitungen aus Stahl von höchstens 16 bar, ist hiernach am aktuellen Rand die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) anzuwenden. Für die Stahlrohrleitungen, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, ist ein Mischindex anzuwenden, der sich zu 40% aus der Indexreihe „Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und – Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und zu 60% aus der Indexreihe „Ortskanäle“ zusammensetzt.

Die so bestimmten Index- und Faktorwerte für die einzelnen Anlagengruppen ergeben sich aus **Anlage PI**.

2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für Altanlagen – im Gegensatz zu den Neuanlagen – eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte gemäß § 6 Abs. 2, 3 und 4 GasNEV vorzunehmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

Grundstücke dürfen nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV folgt, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

2.4.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 GasNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zugrunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i.V.m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 2, 5 i.V.m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Altanlage ist nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{\text{TNW},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{\text{AK/HK},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i (Restnutzungsdauer $_i$) gleich der Differenz aus der Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV und der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung des Anlagegutes. In der Formel beschreiben der Restwert TNW_i den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Tagesneuwerten und der Restwert AK/HK_i den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

2.4.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 GasNEV.

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Neuanlage ist demnach entsprechend folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{AK/HK_i}{ND_i}$$

2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2010 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2010 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist § 6 i.V.m. § 32 Abs. 3 GasNEV. Grundsätzlich gilt, dass jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV linear abzuschreiben ist und die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist (§ 6 Abs. 2 und 5 GasNEV).

Es werden die vom Netzbetreiber angegebenen Nutzungsdauern zugrunde gelegt, sofern sich diese innerhalb der Spanne der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV befinden. Liegt die gewählte Nutzungsdauer unterhalb des unteren Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der untere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zugrunde gelegt.

Liegt die gewählte Nutzungsdauer oberhalb des oberen Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der obere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zugrunde gelegt.

2.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zellen D12 – D52)** und bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – jeweils gesondert für den Anteil der auf die FK- und EK-Quote entfällt und ebenfalls gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zellen B12 – C 52)**. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB (Zelle E 52)**.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB (Zellen D12 – D52 und G12 – G 52)** und bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 6-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB (Zellen B12 – C52 und E12 – F52)**.

Die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) und die durchgeführten Berechnungen zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 6-NB**. Die Berechnungsmethodik wird in **Anlage II** nochmals umfassend erläutert.

3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals erfolgt gem. § 7 Abs. 1 GasNEV im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich gem. § 7 Abs. 1 GasNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV aus der Summe der

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV
2. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV
3. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
4. Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 GasNEV sowohl auf Tagesneuwertbasis, als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gemäß § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs.1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2010 und der Jahresabschreibung 2010 errechnet.

Bei Neuanlagen die im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, erfolgt keine Berechnung des Jahresanfangsbestands der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, da dieser grundsätzlich Null beträgt. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV ist bei der Mittelwertbildung der jeweilige Jahresanfangsbestand und der Jahresendbestand zugrunde zulegen. Nach dem Grundsatz der Bilanzidentität gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 1 HGB müssen die Wertansätze der Eröffnungsbilanz des Geschäftsjahres im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV mit denen der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres übereinstimmen. Da in der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres die erst im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV aktivierten Neuanlagen denklogisch noch nicht vorhanden sein können, be-

trägt der anzusetzende Jahresanfangsbestand für im Basisjahr aktivierte Neuanlagen Null. Gegen diese Bewertung spricht auch nicht die Regelung des § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV, da ansonsten für die im Basisjahr angeschafften Werte des Sachanlagevermögens, anders als für alle anderen Bilanzpositionen, die Mittelwertbildung aufgehoben wäre. Evident ist, dass der Verordnungsgeber durch § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV lediglich eine Klarstellung des § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV erreichen und damit deutlich machen, dass die kalkulatorischen Abschreibungen jahresgenau zu erfolgen haben. Auch systematisch steht § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV in einem eindeutigen Zusammenhang zu § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV. Demgegenüber besteht jedoch kein systematischer Bezug zu der in § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV geregelten Mittelwertbildung. Dies wäre nur dann der Fall, wenn der Verordnungsgeber, abweichend von § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV, den Abschreibungsbeginn auf den 31.12. eines Kalenderjahres fingiert hätte.

Nach Sinn und Zweck des § 6 Abs. 4 S. 3 GasNEV gilt das Vorstehende auch für Netzbetreiber die ein abweichendes Geschäftsjahr aufweisen, mit der Maßgabe, dass ein Zugang zum ersten Tag des Geschäftsjahres zu unterstellen ist (z.B. 01.10. des Kalenderjahres).

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat entsprechend der Systematik der GasNEV in fünf Schritten zu erfolgen:

- (1.) Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV),
- (2.) Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV),
- (3.) Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV),
- (4.) Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 GasNEV) und
- (5.) Ermittlung der Zinsen die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 GasNEV).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in **Anlage 3-NB** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zugrunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich in **Anlage 4-NB**.

3.1. Kalkulatorischen Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV

3.1.1. Grundsätze

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BEV I*). Dabei wird auch das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet.

Die kalkulatorische Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV berechnet sich demnach aus den folgenden Positionen:

	Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist für jede einzelne Position, die in die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einfließt, der Mittelwert aus dem Jahresanfangs- und Jahresendbestand zugrunde zu legen. Die kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dann der Quotient aus dem so definierten *BNEK I* und dem *BNV I*.

3.1.2. Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanlagen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 3-NB (Zellen H18 und H30)**.

3.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich, sind. Dass heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. GasNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich. Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 10 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 44, 32f.).

Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45).

Darüber hinaus ist das Heranziehen von Bilanzwerten im Bereich des Umlaufvermögens schon aus dem Grund nicht sachgerecht, da es sich bei den Bilanzwerten um Bestandsgrößen zum jeweiligen Bilanzstichtag handelt. Die Bilanzwerte stellen eine zeitpunktbezogene Momentaufnahme zum jeweiligen Bilanzstichtag dar. Die unveränderte Berücksichtigung dieser Stichtagswerte führt im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu kalkulatorischen Kosten - in Form der Eigenkapitalverzinsung -, die bezogen auf ein vollständiges Jahr ermittelt werden. Für den Geschäftsbetrieb des Netzbetreibers ist jedoch in der Regel davon auszugehen, dass der Bestand des Umlaufvermögens Schwankungen ausgesetzt ist und dass sich der Bestand zum Bilanzstichtag – in der Regel zum 31.12. des Kalenderjahres – auf einem hohen Niveau befindet.

Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2

EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

Investitionen im Wesentlichen aus dem Eigenkapital zu finanzieren, entspricht nicht dem wirtschaftlichen Verhalten eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens. Damit würde, wie der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung vom 03.03.2009 ausführt, „das mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 Satz 4 GasNEV festgelegte Ziel verfehlt, das eingesetzte Eigenkapital auf höchstens 40% zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde. Die vom Netzbetreiber beabsichtigte Finanzierung seiner Investitionen würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter ansteige, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 26f.).

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten „Hortung“ kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Vermögensgegenstände bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch ein langfristiges und damit kostenintensives Ansparen geldnaher Vermögensgegenstände für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel.

Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 50 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 4 Abs. 1 GasNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Gemäß diesen Grundsatzes erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelzuflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw.

Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

3.1.3.1. Finanzanlagen

Vom Netzbetreiber geltend gemacht wurde Finanzanlagevermögen wie in unten stehender Tabelle aufgezeigt:

Position	Geltend gemachter Anfangsbestand [€]	Geltend gemachter Endbestand [€]
4.6. Sonstige Ausleihungen	geschwärtzt	

Bei den in Ansatz gebrachten Finanzanlagen handelt es sich Mitarbeiterdarlehen, die der Netzbetreiber auf Basis einer Konzernbetriebsvereinbarung seinen Mitarbeitern gewährt.

Finanzanlagen sind im Rahmen der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert in Ansatz zu bringen. Finanzanlagen sind vielmehr nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV. Der Netzbetreiber hat nachvollziehbar darzulegen, weshalb die von ihm in Ansatz gebrachten Finanzanlagen für den Betrieb des Netzes notwendig sind (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 8 ff.).

Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches die GasNEV eine adäquate Verzinsung vorsieht.

Der Netzbetreiber erzielt üblicherweise eine adäquate Verzinsung der Ausleihung durch die vom Darlehensnehmer zu zahlenden Zinsen. Ein darüber hinausgehende Eigenkapitalverzinsung der Darlehen ist nach Auffassung der Beschlusskammer nicht indiziert.

Der Netzbetreiber hat außerdem weder im Bericht nach § 28 GasNEV, noch im Rahmen der Anhörung, konkrete Einzelangaben zur Betriebsnotwendigkeit und zur Betriebsbezogenheit der einzelnen Darlehen gemacht, so dass auch unter diesem Gesichtspunkt eine Berücksichtigung der geltend gemachten Finanzanlagen nicht gerechtfertigt erscheint.

3.1.3.2. Umlaufvermögen

Vom Netzbetreiber geltend gemacht wurde Umlaufvermögen wie in unten stehender Tabelle aufgezeigt:

Position	Geltend gemachter Anfangsbestand [€]	Geltend gemachter Endbestand [€]
5.2. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	geschwärzt	
5.4. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	geschwärzt	

Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Der Bestand dieser Vermögensgegenstände ändert sich durch Zu- und Abgänge häufig. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen.

Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen in in vollem Umfang berücksichtigungsfähig ist. Hierfür hätte er nachweisen müssen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen der Maßgabe des § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 20).

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und dass die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht gegeben sein kann.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten ebenso, wie jedes andere Betriebsmittel auch. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen in Gestalt von Vorräten und Kundenforderungen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet und auch kurz- und längerfristige Bankguthaben ebenfalls nur äußerst geringe Erträge erbringen, die wegen der hiermit verbundenen Kapitalkosten zu einer Wertvernichtung zu Lasten der Netznutzer führen.

Auch die Investitionstätigkeit bzw. das Investitionsverhalten des Unternehmens ändert nichts an der Einstufung eines beträchtlichen Teils des Umlaufvermögens als nicht betriebsnotwendig.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d.h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel zu horten. Das Umlaufvermögen hat keine Sparbuchfunktion. Zum Umlaufvermögen gehören Vermögensgegenstände, deren Bestand sich durch Zu- und Abgänge häufig ändert. Es ist daher gerade kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 28.05.1998, Az. XR 80/94, juris: Rd.-Nr. 30).

Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird u. a. durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Sofern aus dem Umlaufvermögen keine Zinseinnahmen entstehen, können diese nicht einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 GasNEV unterworfen werden (vgl. hierzu BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für das ausgewiesene Umlaufvermögen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass dieses für den Betrieb des Netzes nicht notwendig ist.

Die Beschlusskammer geht im Grundsatz davon aus, dass ein effizienter Netzbetreiber regelmäßig Umlaufvermögen in Höhe von jedenfalls 1/12 eines Jahresumsatzes vorhält; vor diesem Hintergrund ist ein dementsprechender Ansatz des Netzbetreibers grundsätzlich berücksichtigungsfähig, sofern entsprechende Nachweise vorliegen. Bei der Bewertung der Jahresumsätze des Netzbetriebs stellt die Beschlusskammer insoweit auf die berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Netzkosten ab. Dabei ist berücksichtigt, dass der Netzbetrieb in der Regel monatliche Zahlungsströme erhält. Macht der Netzbetreiber hingegen Umlauf-

vermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes geltend, hat der Netzbetreiber nachzuweisen, dass der gesamte Bestand an Umlaufvermögen betriebsnotwendig ist und der Maßgabe des § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 29 ff.). Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es sich beim Netzbetrieb regelmäßig um eine sehr kapitalintensive Wirtschaft handelt, die einer intensiveren Vorhaltung von liquiden Mittel nicht bedarf (s. o.).

Der Netzbetreiber hat keine Nachweise vorgelegt, die eine Anerkennung von Umlaufvermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes als betriebsnotwendig erscheinen lassen. Gemäß den Ausführungen im Schreiben des Netzbetreibers vom 26.3.2012, Seite 17 bis 20 hat der Netzbetreiber den Ansatz des Umlaufvermögens in voller Höhe insbesondere deshalb gefordert, weil er die Betriebsbezogenheit und die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens vollumfänglich belegen könne und die Kürzung des Umlaufvermögens unter Beibehaltung des Abzugskapitals betriebswirtschaftlich abwegig sei.

Der Netzbetreiber verkennt dabei jedoch insoweit die Besonderheiten der energiewirtschaftlichen Netzentgeltregulierung, die sich hinsichtlich der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze insbesondere aus den speziellen Regelungen der GasNEV ergeben. Bereits die bisherige Regulierungspraxis gewährleistet die eine angemessene Refinanzierung des Netzbetreibers. Dies zeigt sich beim Netzbetreiber bereits dadurch, dass er im Basisjahr gemäß Tätigkeiten - Bilanz und Tätigkeiten - GuV des Berichts über die Jahresabschlussprüfung 2010, Anlage Tätigkeitsabschluss, Seite 7 und Seite 13, im Bereich Gasverteilung bei einem handelsrechtlichen Eigenkapital von **geschwärzt** und Umsatzerlösen von **geschwärzt** einen Jahresüberschuss von **geschwärzt** erzielt hat.

Weiterhin ist im Bereich des Umlaufvermögens explizit festzuhalten, dass Kapital, das nicht Anlagevermögen, sondern Umlaufvermögen deckt, in der Regel nur kurzfristig gebunden ist und verzinslich umgeschichtet werden kann. Weitergehende substantiierte Erläuterungen und Nachweise, etwa zu den monatlichen Zahlungsströmen des Netzbetriebs, liegen der Beschlusskammer nicht vor. Die Beschlusskammer hat demzufolge Umlaufvermögen von 1/12 des netzkostenbezogenen Jahresumsatzes berücksichtigt.

3.1.4. Aktive Rechnungsabgrenzungsposten (Ziffer 6.)

Die vom Netzbetreiber angesetzten aktiven Rechnungsabgrenzungsposten sind nicht ansatzfähig. Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind nach § 250 I HGB Ausgaben vor dem Abschlussstichtag, soweit sie Aufwand für eine bestimmte Zeit nach dem Stichtag darstellen. Diese Positionen sind weder dem Wortlaut des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV ansatzfähig noch stellen sie nach dem Normzweck des § 7 GasNEV anzusetzendes Eigenkapital dar

Der BGH hat denn auch klargestellt, dass die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten bei der Eigenkapitalverzinsung nicht berücksichtigungsfähig sind (BGH, RdE 2008, 323, 327 – Vattenfall).

3.1.5. Abzugskapital - Rückstellungen – sonstige Rückstellungen (Ziffer 8.3.)

Ausweislich des Rückstellungsspiegels 2010 (Tabellenblatt „A4.1 RSt 2010“ des Erhebungsbogens, Ziffer 1.3.4.1., Spalte XI: „Endbestand“ i. V. m. den Spalten XII und XIII: „Berücksichtigung des Bestandes in A3.1 Überleitung Bilanz 2010 vor Hinzurechnungen/Kürzungen“) beläuft sich der Rückstellungsbestand für den negativen Regulierungskontosaldo zum 31.12.2010 auf **geschwärzt**. Dieser Bestand wurde vom Netzbetreiber im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (Tabellenblatt „B1. EK-Verzinsung“) nicht als Abzugskapital berücksichtigt (Rückstellungsspiegel 2010, Ziffer 1.3.4.1. Spalten XIV und XV: „Berücksichtigung des Bestandes in B1. Kalk. EK-Verzinsung“). Die Beschlusskammer hat diesen Bestand jedoch im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt, da dem in der Vergangenheit mehr Entgelte zugeflossen sind, als ihm gemäß der zulässigen kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zustanden. Damit liegt eine Mittelstundung durch die Netzkunden vor. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich hierbei um verzinsliches Fremdkapital des Netzbetreibers, das von den Netznutzern zur Verfügung gestellt wird und durch Rückstellungsbildung in der Bilanz des Netzbetreibers zu erfassen ist.

Analog hat der Netzbetreiber den Rückstellungsbestand für den negativen Regulierungskontosaldo zum 31.12.2009 in Höhe von **geschwärzt** nicht als Abzugskapital berücksichtigt (Rückstellungsspiegel 2009, Ziffer 1.3.4.1., Spalten XIV und XV: „Berücksichtigung des Bestandes in B1. Kalk. EK-Verzinsung“). Die Beschlusskammer hat diesen Bestand im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals hinzugerechnet.

3.1.6. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 GasNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 GasNEV (BNEK I)

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgeführten berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, der berücksichtigungsfähigen Finanzanlagen und des berücksichtigungsfähigen Umlaufvermögens ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen nach § 6 GasNEV (BNV I) aus **Anlage 3-NB (Zelle H53)** bzw. **Anlage 4-NB (Zelle C12)**.

Abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 GasNEV (BNEK I) aus **Anlage 3-NB (Zelle H65)** bzw. **Anlage 4-NB (Zelle C13)**.

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich aus Anlage 4-NB (Zelle C14).

3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 GasNEV (BNV II) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II)

Verzinsungsbasis der Eigenkapitalzinsen ist das betriebsnotwendige Eigenkapital, wie es in § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV vorgegeben ist. Im Überblick:

	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
+	betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u>

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 GasNEV (BNV II) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen gem. § 6 GasNEV anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Grundstücke sind gem. § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1, 2 i.V.m. § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf

höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 GasNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C14)** ergibt, einen Anteil von 40% so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 GasNEV (*BNV II*) aus **Anlage 4-NB (Zelle C20)**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C24)**.

3.3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet ($BNEK II \leq 40\%$), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt ($BNEK II > 40\%$).

Bei einer Eigenkapitalquote von mehr als 40 % ist der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigende Eigenkapitalanteil ($BNEK II \leq 40\%$) wie folgt zu ermitteln:

$$BNEK II \leq 40\% = BNV II * 0,4$$

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapitalanteil im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV ($BNEK II > 40\%$) errechnet sich dann nach folgender Formel:

$$BNEK II > 40\% = BNEK II - BNEK II \leq 40\% = BNEK II - (BNV II * 0,4)$$

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des *BNEK II* zu erfolgen.

Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

3.4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital (BNEK II) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 GasNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAVneu) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAValt und SAVneu).

	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK
/	[Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (max. 40 %)]
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (min. 60 %)
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK]
=	<u>Anteil SAVneu</u>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu).

Der Anteil der Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C26)**.

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB (Zelle C27)**.

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 31.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK4-11/304, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 9,05 % und für Altanlagen auf 7,14 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

Die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, errechnet sich demnach wie folgt:

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05 \% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14 \%$$

Verfügt der Netzbetreiber hingegen nicht über Sachanlagevermögen sind die Bilanzwerte mit dem für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzins zu verzinsen.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird 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 gem. § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekendarlehen“.¹

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypotheken-Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt [%]	Ø Reihen [%]
2001	4,9	5,9	4,7	
2002	4,7	6,0	4,6	
2003	3,7	5,0	3,8	
2004	3,6	4,0	3,7	
2005	3,1	3,7	3,2	
2006	3,8	4,2	3,7	
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
Ø 10 Jahre	3,85	4,96	3,75	4,19

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2001 bis 2010 eine durchschnittliche Rendite von 4,19 % ab.

¹ Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zugrunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) aus **Anlage 4-NB (Zellen C31 und C32)**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4-NB (Zelle C33)**.

4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer.² Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

Die nach § 8 GasNEV anerkennungsfähige Gewerbesteuer ist allein nach den kalkulatorischen Maßstäben der GasNEV zu ermitteln. Die in der netzspezifischen Gewinn- und Verlustrechnung als zusätzlicher Gewinn erscheinende Differenz zwischen den kalkulatorischen Abschreibungen und den bilanziellen Abschreibungen (sog. Scheingewinn bzw. -verlust) ist somit nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz. Dies ist von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bestätigt worden (siehe etwa BGH v. 14.08.2008, KVR 34/07 - SW Speyer, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{alt} * 7,14\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{neu} * 9,05\% \\ * + BNEK II > 40\% * 4,19\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 5-NB (Zelle C16)** ausgewiesen.

² BR-Drs. 247/05 S.30.

5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge gemäß § 9 Abs. 1 GasNEV

5.1. Erlöse aus Konzessionsabgaben (Ziffer 5.1.)

Die Entgelte des Netzbetreibers für den Gasnetzzugang werden exklusive der Konzessionsabgabe gebildet; Kosten und Erlöse der Konzessionsabgabe sind daher nur ein durchlaufender Posten der Kostenkalkulation. Insofern wurden die Kosten für Konzessionsabgaben mit den entsprechenden Erlösen neutralisiert.

5.2. Zinserträge (5.7.2.2.)

Soweit die Beschlusskammer den Ansatz der Netzbetreiber bezüglich der liquiden Mittel und der Forderungen bei der Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Eigenkapitalverzinsung gekürzt hat, hat die Beschlusskammer im selben prozentualen Verhältnis auch die von dem Netzbetreiber angesetzten Zinserträge gekürzt.

5.3. Sonstige Erlöse und Erträge, Erlöse aus Differenzmengen (Ziffer 5.8.5.)

Kosten und Erlöse aus Differenzmengen sind nur ein durchlaufender Posten der Kostenkalkulation. Die Kosten aus Differenzmengen wurden mit den entsprechenden Erlösen neutralisiert.

5.4. Andere sonstige Erlöse (Ziffer 5.8.6.)

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 26.3.2012, Seite 22, Aufwendungen für Bestandsveränderungen in Höhe von **geschwärzt** nachträglich geltend gemacht und dazu vorgetragen, dass der Bestand unter Ziffer 5.8.6 insoweit überhöht sei. Die Beschlusskammer hat aufgrund dieses Sachvortrags die anderen sonstigen Erlöse um **geschwärzt** auf **geschwärzt** gekürzt.

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Netzkosten -

Unternehmen wesernetz Bremen GmbH
 Abkürzungen BK9-11/8181
 Betriebsnummer 12001003
 Netznummer 1
 EHB

Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
11					
12	1	Aufwandgleiche Kosten			
13	1.1	Mehrwertkosten			
14	1.1.1	davon Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
15	1.1.1.1	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
16	1.1.1.2	Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
17	1.1.1.3	Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
18	1.1.1.4	Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungenergie			
19	1.1.1.5	Sonstiges			
20	1.1.2	davon Aufwendungen für bezogene Leistungen			
21	1.1.2.1	Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
22	1.1.2.2	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
23	1.1.2.3	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
24	1.1.2.4	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
25	1.1.2.5	Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
26	1.1.2.6	Aufwendungen für Differenzmengen			
27	1.1.2.7	Sonstiges			
28	1.2	Personalkosten			
29	1.2.1	Löhne und Gehälter			
30	1.2.2	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
31	1.2.2.1	davon für Altersversorgung			
32	1.2.2.2	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
33	1.3	Fremdkapitalzinsen (Zinsen und ähnliche Aufwendungen)			
34	1.3.1	davon gegenüber verbundenen Unternehmen			
35	1.3.2	davon gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
36	1.3.3	davon gegenüber Kreditinstituten			
37	1.3.4	Sonstiges			
38	1.4	Ansatzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag)			
39	1.4.1	davon KFZ-Steuer			
40	1.4.2	davon Grundsteuer			
41	1.4.3	davon Sonstiges			
42	1.5	Sonstige betriebliche Kosten			
43	1.5.1	davon für sonstige Flexibilität/dienstleistungen			
44	1.5.2	davon für die Erstellung/Bereitstellung eines Informationssystems über die Kapazitätsauslastung (§ 10 GasNZV a.F.)			
45	1.5.3	davon aus der Vorgabe zur Reduzierung der Marktgebiete gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV			
46	1.5.4	davon für die Einrichtung und den Betrieb einer Handelsplattform § 12 GasNZV (§ 14 Abs. 1 GasNZV a.F.)			
47	1.5.5	davon für die Durchführung der Versteigerung nach § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.			
48	1.5.6	davon aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten nach § 9 Abs. 3 Nr. 1 GasNZV (§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV a.F.)			
49	1.5.7	davon Wartung und Instandsetzung			
50	1.5.8	davon Konzessionsabgaben			
51	1.5.9	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
52	1.5.10	davon Versicherungen			
53	1.5.11	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			

geschwärzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Netzkosten -

Unternehmen wesernetz Bawem GmbH
 Aktenzeichen BR3-11/8191
 Betriebsnummer 12001003
 Netznummer 1
 EHB

Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
54	1.5.12	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
55	1.5.13	davon Rechts- und Beratungskosten			
56	1.5.14	davon Sponsoring, Werbung, Spenden			
57	1.5.15	davon Reisekosten und Ausfahrten			
58	1.5.16	davon Bewirtung und Geschenke			
59	1.5.17	davon Einzelwerblichigkeiten und Abschreibungen auf Forderungen			
60	1.5.18	davon Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV			
61	1.5.19	davon Sonstiges			
62	2	Kalkulatorische Abschreibungen			
63	2.1	Abschreibungen Sachanlagevermögen			
64	2.2	Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
65	2.2.1	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten			
66	2.2.2	Sonstiges			
67	2.3	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
68	2.3.1	Abschreibungen auf Finanzanlagen			
69	2.3.2	Abschreibungen auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
70	3	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung			
71	4	Kalkulatorische Gewerbesteuer			
72	La.	Netzkosten La. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse			
73	5	Kostenmindernde Erlöse und Erträge			
74	5.1	Erlöse aus Konzessionsabgaben			
75	5.2	Andere aktivierte Eigenleistungen			
76	5.3	Erträge aus Beteiligungen			
77	5.4	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen			
78	5.5	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
79	5.6	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Anlagevermögens			
80	5.7	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
81	5.7.1	Erträge aus Finanzanlagen			
82	5.7.1.1	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
83	5.7.1.2	davon Erträge aus Cash-Pooling			
84	5.7.2	Erträge aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln			
85	5.7.2.1	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
86	5.7.2.2	Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)			
87	5.7.2.3	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
88	5.7.2.4	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen			
89	5.7.2.5	Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens			
90	5.7.2.6	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten			
91	5.7.2.7	Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
92	5.8	Sonstige Erlöse und Erträge			
93	5.8.1	Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfenleistungen gemäß § 5 Abs. 3 GasNZV a.F.			
94	5.8.1.1	Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungsstellen			
95	5.8.1.2	Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren			

geschwätzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Netzkosten -

5 Unternehmen wesernetz Bremen GmbH
 6 Aktienzeichen BK9-11/8191
 7 Betriebsnummer 12001003
 8 Netznummer 1
 9 EHB

11	Nummer	Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber [€]	Kürzung durch BNetzA (gesamt) [€]	Hinzurechnung durch BNetzA (gesamt) [€]	Netzkosten gem. GasNEV [€]
96	5.8.1.3	Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich				
97	5.8.1.4	Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen				
98	5.8.1.5	Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten				
99	5.8.2	Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.				
100	5.8.3	Erlöse aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 10 Abs. 6 GasNZV a.F.				
101	5.8.4	Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom				
102	5.8.5	Erlöse aus Differenzmengen				
103	5.8.6	Andere sonstige Erlöse				
104	5.8.7	Andere sonstige Erträge				
105	I.b.	Netzkosten I.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse				

geschwärtzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 5 Abs. 1 ARegV
- Kalkulatorische Abschreibungen -

Unternehmen wesernetz Bremen GmbH
 Aktienzeichen BK3-1/1511
 Betriebsnummer 12001003
 Netznnummer 1
 EHB

Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibung auf AJHK-Basis für ALT-Anlagen multipliziert mit der FK-Quote	Kalkulatorische Abschreibung auf TNW-Basis für ALT-Anlagen multipliziert mit der EK-Quote	Kalkulatorische Abschreibung auf AJHK-Basis für NEU-Anlagen	Summe der kalkulatorischen Abschreibungen
	(K)	(L)	(M)	(N)
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				



Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens -

Unternehmen: wesernetz Bremen GmbH
 AKIenzeichen: BK9-11/8191
 Betriebsnummer: 12001003
 Netznummer: 1
 EMB: 1

Anlagengruppen	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKHK-Basis für NEU-Anlagen (Endbestand) [€]
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						

geschwärtzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens -

5 Unternehmen weeseNetz Bremen GmbH
 6 Aktenzeichen BK9-11/8191
 7 Betriebsnummer 12001003
 8 Netznummer 1
 9 EHB
 10

Anlagengruppen	Kalkulatorischer Restwert auf AKMK-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKMK-Basis für NEU-Anlagen (Anfangsbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKMK-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf TNW-Basis für ALT-Anlagen (Endbestand) [€]	Kalkulatorischer Restwert auf AKMK-Basis für NEU-Anlagen (Endbestand) [€]
40 Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyethylen (PE-HD)						
41 Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen Polyvinylchlorid (PVC)						
42 Armaturen/Armaturenstationen						
43 Molchschieben						
44 Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen)						
45 Gaszähler der Verteilung						
46 Hausdruckregler/Zählerregler						
47 Messeinrichtungen						
48 Regleinrichtungen						
49 Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
50 Leit- und Energielechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
51 Verdichter in Gasmischenanlagen						
52 Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
53 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
54 Fernwärmanlagen						
55 GESAMT						

geschwärzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Betriebsnotwendiges Vermögen / Betriebsnotwendiges Eigenkapital -**

5 Unternehmen: weasnetz Brennen GmbH
 6 Abkürzungen: BNS-118181
 7 Betriebsnummer: 13009003
 8 Netznummer: 1
 9 St-Nr:

31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53	Nummer	Bestandsposition	Bestandspositionen gem. Netzbetreiber			Bestandspositionen gem. GasNEV			Differenz: Mittelwert gem. GasNEV / Mittelwert gem. Netzbetreiber
			Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Anfangsbestand)	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Endbestand)	Mittelwert	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Anfangsbestand)	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Endbestand)	Mittelwert	
			[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	
3		Kalkulatorische Restwerte des Anlagevermögens							
3.1		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögens für Altanlagen							
3.1.1		Altanlagen zu AKHK							
3.1.1.1		Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens							
3.1.1.2		Gebäude Anzählungen und Anlagen im Bau							
3.1.1.3		Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu AKHK							
3.1.1.4		Grundstücke zu AKHK							
3.1.1.5		Sonstiges							
3.1.2		Altanlagen zu TNW							
3.1.2.1		Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens							
3.1.2.2		Gebäude Anzählungen und Anlagen im Bau							
3.1.2.3		Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu TNW							
3.1.2.4		Grundstücke zu AKHK							
3.1.2.5		Sonstiges							
3.2		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögens für Neuanlagen							
3.2.1		Immaterielle Vermögensgegenstände							
3.2.2		Gebäude Anzählungen und Anlagen im Bau							
3.2.3		Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu AKHK							
3.2.4		Grundstücke zu AKHK							
3.2.5		Sonstiges							
4		Bilanzwerte der Finanzanlagen							
4.1		Anteile an verbundenen Unternehmen							
4.2		Ausleihungen an verbundene Unternehmen							
4.3		Beteiligungen							
4.4		Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
4.5		Wertpapiere des Anlagevermögens							
4.6		Sonstige Ausleihungen							
5		Bilanzwerte des Umlaufvermögens							
5.1		Vorräte							
5.2		Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände							
5.2.1		Forderungen aus Lieferungen und Leistungen							

geschwärzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Betriebsnotwendiges Vermögen / Betriebsnotwendiges Eigenkapital I -**

Unternehmen: Hessische Bayern GmbH
 Abkürzungen: BKS-11/0181
 Betriebsnummer: 12001003
 Leitliniennummer: 1
 EHZ

11	12	13	Bestandspositionen gem. Netzbetreiber			Bestandspositionen gem. GasNEV			Differenz: Mittelwert gem. GasNEV /. Mittelwert gem. Netzbetreiber
			Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Anfangsbestand)	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Endbestand)	Mittelwert	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Anfangsbestand)	Gesamtbeitrag der Bestandsposition (Endbestand)	Mittelwert	
23	2.2	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)							
24	5.2.3	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungswerthältnis besteht							
25	5.2.4	Sonstige Vermögensgegenstände							
26	5.3	Wertpapiere							
27	5.3.1	Anteile an verbundenen Unternehmen							
28	5.3.2	eigene Anteile							
29	5.3.3	sonstige Wertpapiere							
30	5.4	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks							
31	6	Aktive Rechnungsabgrenzungsposten							
32	6a	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 GasNEV (BNV 0)							
33	7	Steuerrückstellungen der Sonderposten mit Rücklageanteil							
34	8	Rückstellungen							
35	8.1	Rückstellungen für Personen und ähnliche Verpflichtungen							
36	8.2	Steuerrückstellungen							
37	8.3	sonstige Rückstellungen							
38	9	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden							
39	10	Unverzinsliche Verbindlichkeiten							
40	11	Erhaltene Betriebsnotwendigkeiten einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erhebung von Nebenabrechnungskosten							
41	12	Sonstige Verbindlichkeiten, die zuzinsen zur Verfügung stehen							
42	13	Passive Rechnungsabgrenzungsposten							
43	14	verzinsliches Fremdkapital							
44	6a	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 GasNEV (BNEK I)							

geschwärzt

A		B	C
1			Anlage 4-NB
2			
3		Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV	
4		- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 GasNEV -	
5	Unternehmen	wesemetz Bremen GmbH	
6	Aklienzeichen	BK9-11/8191	
7	Betriebsnummer	12001003	
8	Netznummer	1	
9	EHB		
10			
11		Position	Betriebsnotwendige Positionen gem. GasNEV
12		Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 GasNEV (BNV I)	geschwärzt
13		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 GasNEV (BNEK I)	
14		Eigenkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV (EKQ I)	
15		Fremdkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV (FKQ I)	
16		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Altanlagen zu AK/HK multipliziert mit der Fremdkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV	
17		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Altanlagen zu TNW multipliziert mit der Eigenkapitalquote gem. § 6 Absatz 2 GasNEV	
18		Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen Neuanlagen zu AK/HK	
19		Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens	
20		Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 GasNEV (BNV II)	
21		Steueranteil der Sonderposten mit Rücklagenanteil	
22		Abzugskapital	
23		Verzinsliches Fremdkapital	
24		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV (BNEK II)	
25		Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ II)	
26		auf Altanlagen entfallender Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 7 Absatz 3 GasNEV	
27		auf Neuanlagen entfallender Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 7 Absatz 3 GasNEV	
28		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
29		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis EKQ = 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
30		Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV über EKQ = 40 %	
31		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) bis EKQ = 40% - davon entfallend auf Altanlagen	
32		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) bis EKQ = 40% - davon entfallend auf Neuanlagen	
33		Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 GasNEV) über EKQ = 40%	
34		SUMME Eigenkapitalverzinsung	

	A	B	C
1			Anlage 5-NB
2			
3		Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV	
4		- Kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV -	
5	Unternehmen	wesernetz Bremen GmbH	
6	Aktenzeichen	BK9-11/8191	
7	Betriebsnummer	12001003	
8	Netznummer	1	
9	EHB		
10			
11		Position	Positionen gem. GasNEV
12		Hebesatz	geschwärzt
13		Steuermesszahl	
14		Gewerbesteuersatz	
15		Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 GasNEV	
16		Kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV	

	A	B	C	AD	AE	AF	AG	AH	
3									
4									
5	Unternehmen	Wasserhals (Sonnen GmbH)							
6	Kilometerzeichen	BRD-110791							
7	Gebäudenummer	*208000							
8	Netzkategorie	1							
9	EHD								
10									
11	Rechnungszusammenfassung								
12									
13	Anlagegruppe		Anschaffungs- jahr	1.1.2010 Nr. Zugänge +2004 ALTAHLADEN	1.1.2010 Nr. Zugänge +2004 ALTAHLADEN	1.1.2010 ALTAHLADEN RHR	1.1.2010 ALTAHLADEN TSM	1.1.2010 MIDLAHLADEN	
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									
30									
31									
32									
33									
34									
35									
36									
37									
38									
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									
63									
64									
65									
66									
67									
68									
69									
70									
71									
72									
73									
74									
75									
76									
77									
78									
79									
80									
81									
82									
83									
84									
85									
86									
87									
88									
89									
90									
91									
92									
93									
94									
95									
96									
97									
98									
99									
100									

geschwärtzt

Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
 - Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalk. Restwerte und kalk. Abschreibungen des Sachanlagevermögens -

Unternehmen wesnetz Bayern GmbH
 Abkürzungen BRG-11.01/01
 Betriebsnummer 12001003
 Netznummer 1
 D ENE

13	Anlagegruppe	Anschaffungs- jahr	Historische AK/KK bezogen auf den Anschaffungsjahr gem. Mehrfachtreiber BT	Kernnetzbetrieb BNetzA [K]		Prüfungser- gebnis BNetzA [K]	Angesetzte betrieb- liche Nutzungsdauer gem. Netzbetreiber [Jahre]	Kernnetzbetrieb BNetzA [K]		Puffergebets BNetzA [K]	Restwertungsdauer zum			
				Kürzung "-"	Hinzurechnung "+"			Kürzung "-"	Hinzurechnung "+"		31.12.2003 Nr Zugänge <2004	1.1.2011 Nr Zugänge <2004	1.1.2016 Nr Zugänge <2004	
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														
31														
32														
33														
34														
35														
36														
37														
38														
39														
40														
41														
42														
43														
44														
45														
46														
47														
48														
49														
50														
51														
52														
53														
54														
55														
56														
57														
58														
59														
60														
61														
62														
63														
64														
65														
66														
67														
68														
69														
70														
71														
72														
73														
74														
75														
76														
77														
78														
79														
80														
81														
82														
83														
84														
85														
86														
87														
88														
89														
90														
91														
92														
93														
94														
95														
96														
97														
98														
99														
100														

geschwärzt

**Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV
- Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalk. Restwerte und kalk. Abschreibungen des Sachanlagevermögens -**

4
5 Unternehmerr: **Wasserdampfer GmbH**
6 Adresse: **89041 Ulm**
7 Betriebsnummer: **1001003**
8 Maßstab: **1**
9 Einheit: **€**

13	Anlagegruppe	Anschaffungs- jahr	Wertliche ANWR bezogen auf das Anschaffungsjahr gem. Netzbetreiber [€]	Korrekturbedarf EMeZA [€]		Prüfungsbasis EMeZA [€]	Angewandte betriebse- weitere Netzkategorie gem. Netzbetreiber [Jahre]	Korrekturbedarf EMeZA [€]		Prüfungsbasis EMeZA [€]	Restwertungsdatum zum			
				Kürzung "-"	Hinzurechnung "+"			Kürzung "-"	Hinzurechnung "+"		31.12.2013 Nr Zugänge +2004	1.1.2018 Nr Zugänge +2004	1.1.2019 Nr Zugänge +2004	
14														
1400	Regelenergien													
1401	Regelenergien													
1402	Regelenergien													
1403	Regelenergien													
1404	Regelenergien													
1405	Regelenergien													
1406	Regelenergien													
1407	Regelenergien													
1408	Regelenergien													
1409	Regelenergien													
1410	Regelenergien													
1411	Regelenergien													
1412	Regelenergien													
1413	Regelenergien													
1414	Regelenergien													
1415	Regelenergien													
1416	Regelenergien													
1417	Regelenergien													
1418	Regelenergien													
1419	Regelenergien													
1420	Regelenergien													
1421	Regelenergien													
1422	Regelenergien													
1423	Regelenergien													
1424	Regelenergien													
1425	Regelenergien													
1426	Regelenergien													
1427	Regelenergien													
1428	Regelenergien													
1429	Regelenergien													
1430	Regelenergien													
1431	Regelenergien													
1432	Regelenergien													
1433	Regelenergien													
1434	Regelenergien													
1435	Regelenergien													
1436	Regelenergien													
1437	Regelenergien													
1438	Regelenergien													
1439	Regelenergien													
1440	Regelenergien													
1441	Regelenergien													
1442	Regelenergien													
1443	Regelenergien													
1444	Regelenergien													
1445	Regelenergien													
1446	Regelenergien													
1447	Regelenergien													
1448	Regelenergien													
1449	Regelenergien													
1450	Regelenergien													
1451	Regelenergien													
1452	Regelenergien													
1453	Regelenergien													
1454	Regelenergien													
1455	Regelenergien													
1456	Regelenergien													
1457	Regelenergien													
1458	Regelenergien													
1459	Regelenergien													
1460	Regelenergien													
1461	Regelenergien													
1462	Regelenergien													
1463	Regelenergien													
1464	Regelenergien													
1465	Regelenergien													
1466	Regelenergien													
1467	Regelenergien													
1468	Regelenergien													
1469	Regelenergien													
1470	Regelenergien													
1471	Regelenergien													
1472	Regelenergien													
1473	Regelenergien													
1474	Regelenergien													
1475	Regelenergien													
1476	Regelenergien													
1477	Regelenergien													
1478	Regelenergien													
1479	Regelenergien													
1480	Regelenergien													
1481	Regelenergien													
1482	Regelenergien													
1483	Regelenergien													
1484	Regelenergien													
1485	Regelenergien													
1486	Regelenergien													
1487	Regelenergien													
1488	Regelenergien													
1489	Regelenergien													
1490	Regelenergien													
1491	Regelenergien													
1492	Regelenergien													
1493	Regelenergien													
1494	Regelenergien													
1495	Regelenergien													
1496	Regelenergien													
1497	Regelenergien													
1498	Regelenergien													
1499	Regelenergien													
1500	Regelenergien													
1501	Regelenergien													
1502	Regelenergien													
1503	Regelenergien													
1504	Regelenergien													
1505	Regelenergien													
1506	Regelenergien													
1507	Regelenergien													
1508	Regelenergien													
1509	Regelenergien													
1510	Regelenergien													
1511	Regelenergien													
1512	Regelenergien													
1513	Regelenergien													
1514	Regelenergien													
1515	Regelenergien													
1516	Regelenergien													
1517	Regelenergien													
1518	Regelenergien													
1519	Regelenergien													
1520	Regelenergien													
1521	Regelenergien													
1522	Regelenergien													
1523	Regelenergien													
1524	Regelenergien													
1525	Regelenergien													
1526	Regelenergien				</									

	A	B	C	AD	AE	AF	AG	AH
3								
4								
5	Unternehmen	vmsw002 Bremen GmbH						
6	Aktenzeichen	BGR 11819						
7	Betriebsnummer	13004003						
8	Netzzustrom	1						
9	ENB							
10								
13	Rechenzeile sum							
14		Anlagegruppe	Anschaffungs- jahr	1.1.2010 für Zugänge <2004 ALTAHLADEN	1.1.2010 für Zugänge >=2004 ALTAHLADEN	1.1.2010 ALTAHLADEN ANPC	1.1.2010 ALTAHLADEN THW	1.1.2010 NEUALADEN
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								
47								
48								
49								
50								
51								
52								
53								
54								
55								
56								
57								
58								
59								
60								
61								
62								
63								
64								
65								
66								
67								
68								
69								
70								
71								
72								
73								
74								
75								
76								
77								
78								
79								
80								
81								
82								
83								
84								
85								
86								
87								
88								
89								
90								
91								
92								
93								
94								
95								
96								
97								
98								
99								
100								
101								
102								
103								
104								
105								
106								
107								
108								
109								
110								
111								
112								
113								
114								
115								
116								
117								
118								
119								
120								
121								
122								
123								
124								
125								
126								
127								
128								
129								
130								
131								
132								
133								
134								
135								
136								
137								
138								
139								
140								
141								
142								
143								
144								
145								
146								
147								
148								
149								
150								
151								
152								
153								
154								
155								
156								
157								
158								
159								
160								
161								
162								
163								
164								
165								
166								
167								
168								
169								
170								

geschwärzt

Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV 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, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV.

Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der GasNEV mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

$$An_i = TNW_i * q^{n_i} * \frac{(q-1)}{(q^{n_i} - 1)}$$

An_i	=	<i>Annuität der Anlagengruppe i</i>
TNW_i	=	<i>Tagesneuwert der Anlagengruppe i</i>
q	=	<i>1 + Zinssatz</i>
n_i	=	<i>Nutzungsdauer der Anlagengruppe i</i>

Die Summe der Annuitäten aller Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung der von diesen Annuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden Bilanzwerte bilden die standardisierten Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV.

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da diese dem Zweck einer Standardisierung entspricht. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4, S. 4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung.

Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die von der Beschlusskammer mit Beschluss vom 26.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK9-11/602, festgelegten Indexreihen verwendet.¹

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,05 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren. Der Eigenkapitalzins ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 4 vom 02.11.2011 (Aktenzeichen: BK4-11/304).²

Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 2001 bis 2010 abgestellt, da 2010 das Kalkulationsbasisjahr ist.

¹ Die Festlegung ist im Internet einsehbar: www.bundesnetzagentur.de unter den Menüpunkten: Beschlusskammern → Beschlusskammer 9 → Festlegung nach § 29 EnWG → Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Preisindizes zur Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung von Tagesneuwerten nach § 6 Abs. 3 GasNEV

² Die Festlegung ist im Internet einsehbar: www.bundesnetzagentur.de unter den Menüpunkten: Beschlusskammern → Beschlusskammer 4 → Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld verschreibungen	10-jahresmittel Umlaufrendite
	[%]	[%]
2001	4,8	
2002	4,7	
2003	3,7	
2004	3,7	
2005	3,1	
2006	3,8	
2007	4,3	
2008	4,2	
2009	3,2	
2010	2,5	3,80

Tabelle: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten³

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2001 bis 2010 eine durchschnittliche Rendite von 3,80 % ab.

Der Eigenkapital- und der Fremdkapitalzinssatz sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 7 ARegV um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate nach dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel)
		[%]	[%]
2001	94,5	1,9	
2002	95,9	1,5	
2003	96,9	1,0	
2004	98,5	1,7	
2005	100,0	1,5	
2006	101,6	1,6	
2007	103,9	2,3	
2008	106,6	2,6	
2009	107,0	0,4	
2010	108,2	1,1	1,56

Tabelle: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)⁴

³ Tabelle 7b), Umlaufrenditen nach Wertpapieren, Statistisches Beiheft zum Monatsbericht der Deutschen Bundesbank; S. 36, Internet: www.bundesbank.de/volkswirtschaft/vo_beihefte_kapitalmarktstatistik.php

⁴ Tabelle „Preisindizes für die Lebenshaltung und Index der Einzelhandelspreise“, Spalte „Verbraucherpreisgesamtindex“, Fachveröffentlichung „Preise, Verbraucherpreisindizes für Deutschland, Lange Reihen ab 1948“, Juni 2011, S. 3; Internet: www.destatis.de → Preise → Verbraucherpreisindizes → Tabellen → Verbraucherpreisindex insgesamt und nach 12 Abteilungen: Jahresdurchschnitt, Indizes, Abteilungen 01 bis 04, Spalte „Verbraucherpreisindex insgesamt“

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2001 bis 2010 ein durchschnittlicher Wert von 1,56 % ab. Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2001 bis 2010 abgestellt, da das Basisjahr 2010 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - \text{durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel)}$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins_{real}) in Höhe von 7,49 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 2,24 %.

Der zu verwendende Zinssatz (Zins_{Mittel}) bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$Zins_{Mittel} = 40 \% * EK-Zins_{real} + 35 \% * FK-Zins_{real} + 25 \% * 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 3,78 %.

Eine Übersicht über die der Vergleichbarkeitsrechnung für den Netzbetreiber zu Grunde gelegten AK/HK findet sich nachfolgend.

Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos

1.	Vorbemerkungen	1
2.	Positionen im Regulierungskonto.....	2
2.1.	Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen	2
2.1.1.	Zulässige Erlöse	3
2.1.1.1.	Zulässige Erlöse 2009	4
2.1.1.2.	Zulässige Erlöse 2010	5
2.1.1.3.	Zulässige Erlöse 2011	8
2.1.2.	Erzielbare Erlöse	12
2.2.	Differenz aus vorgelagerten Netzkosten.....	14
2.3.	Differenz aus volatilen Kostenanteilen.....	14
2.4.	Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.....	15
3.	Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode	15
3.1.	Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2011	15
3.2.	Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge.....	16
3.3.	Berechnung der Zu- und Abschläge	18

1. Vorbemerkungen

Zur Ermittlung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode sind gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 RegV Zu- bzw. Abschläge zu ermitteln, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 ergeben und diesen ausgleichen. Die Zu- und Abschläge sind gemäß § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV zu verzinsen.

Für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode wird zunächst der Saldo zum 31.12.2011 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinst, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2013 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinsten Saldos zum 31.12.2011 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten ab dem Jahr 2013. Zusätzlich erfolgt eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 4 S. 3 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2012 und den gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2002 bis 2011 in Höhe von 3,58 %.

2. Positionen im Regulierungskonto

Die einzelnen Positionen im Regulierungskonto ergeben sich aus § 5 Abs. 1 ARegV. Für den Gasbereich sind dies im Einzelnen:

1. die Differenz zwischen den nach § 4 RegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklungen erzielbaren Erlösen (§ 5 Abs. 1 S. 1 ARegV),
2. die Differenz aus den tatsächlichen und den in der Erlösobergrenze enthaltenen Kosten aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV i. m. V. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV),
3. die Differenz aus den im jeweiligen Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV (volatile Kosten) und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV i. V. m. § 11 Abs. 5 ARegV) sowie
4. die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG sowie § 44 GasNZV verursacht wird (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Gemäß § 34 Abs. 2 ARegV wird der Regulierungskontosaldo abweichend von § 5 Abs. 4 ARegV für die ersten drei Jahre der ersten Regulierungsperiode ermittelt. Die jeweils in den Jahren 2009, 2010 und 2011 entstandenen Differenzen sind der Anlage R1.2 zu entnehmen.

2.1. Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen.

2.1.1. Zulässige Erlöse

Die zulässigen Erlöse bestimmen sich gemäß § 4 ARegV. Dabei ist die gemäß § 4 Abs. 1, 2 ARegV bestimmte Erlösobergrenze nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV kalenderjährlich vom Netzbetreiber anzupassen. Dies umfasst die Anpassung der jeweiligen kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Folge von:

- Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV),
- Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Weiterhin können Anpassungen aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung) sowie einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog) erfolgen.

Zudem können jeweils auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 4 ARegV Anpassungen der Erlösobergrenze in Folge von beschiedenen Anträgen

- nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) und
- einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

gewährt werden.

Eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 5 ARegV (Qualitätselement) war für den Zeitraum 2009 bis 2011 nicht relevant.

Der Netzbetreiber hat am 05.01.2012 einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit der Beschlusskammer geschlossen. Durch diesen wurden die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen neu festgelegt. Damit dem Netzbetreiber die über die festgelegten Erlösobergrenzen der Jahre 2009 bis 2011 hinausgehenden Differenzen zeitnah zufließen können, wurde eine Auszahlung über die Kalenderjahre 2012 und 2013 vereinbart. Die Berechnung der Beträge und der Verzinsung ergibt sich aus § 3 in Verbindung mit der Anlage 1 des Vertrags. Es erhöhen sich somit die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2012 und 2013. Hinsichtlich der Bestimmung der Ab-/Zuschläge aufgrund des Regulierungskontos ist daher weiterhin - auch bei Vorliegen eines Netzübergangs nach § 26 ARegV - auf die zulässigen Erlöse der einzelnen Jahre vor Abschluss des öffentlich-rechtlichen Vertrages abzustellen.

2.1.1.1. Zulässige Erlöse 2009

Die Beschlusskammer hat mit Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG vom 17.12.2008 (BK9-08/878) eine kalenderjährliche Erlösobergrenze für das Jahr 2009 festgelegt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze findet sich in Anlage R2. In der Anlage R1.2, wird die festgelegte Erlösobergrenze des Jahres 2009 den diesbezüglichen Angaben des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 ARegV erfolgte erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV) und ist damit für die Ermittlung der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 nicht relevant.

Mehr- und Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV der Jahre 2006 und 2007 wurden bereits bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode berücksichtigt und sind damit in den ausgewiesenen festgelegten Erlösobergrenzen enthalten.

Sofern Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV stattgefunden haben, sind diese erst ab dem Jahr 2010 relevant.

Falls Anträge auf Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2009 gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gestellt wurden, wurden diese von der Beschlusskammer abgelehnt. Aufgrund der höchstrichterlichen Rechtsprechung des BGH vom 28.06.2011 (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW) wurden die sich aufgrund eines Erweiterungsfaktors für 2009 ergebenden Beträge im Wege eines öffentlich-rechtlichen Vertrags zukunftsgerichtet an den Netzbetreiber ausgekehrt. Hinsichtlich der Bestimmung der Ab-/Zuschläge aufgrund des Regulierungskontos ist weiterhin auf die zulässigen Erlöse der einzelnen Jahre vor Abschluss des öffentlich-rechtlichen Vertrages abzustellen (s. o.).

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV (Härtefall) erfolgte nicht.

Damit ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 auf die von der Beschlusskammer festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze des Jahres 2009 abzustellen.

2.1.1.2. Zulässige Erlöse 2010

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2010 findet sich in Anlage R2.1 in Zelle D15 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt (Zelle C15).

Zum 01.01.2010 wurde mit Aktenzeichen BK9-10/1040 die kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 26 ARegV neu festgelegt. Die in Anlage R2.1, Zelle G15 und H15 zulässigen Erlöse berücksichtigen diese Neufestlegung.

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 1 ARegV mitgeteilten zulässigen Erlöse des Jahres 2010 geprüft und dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.12.2012 die aus ihrer Sicht zulässigen Erlöse mitgeteilt.

Mit Mitteilung vom 07.01.2013 hat der Netzbetreiber geäußert, dass hinsichtlich der Erlösobergrenze 2010 aus seiner Sicht kein Anpassungsbedarf besteht.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in der Anlage R2.1 Zelle G15 und H15 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze (Zelle F15) gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze 2010, in die einzelnen Bestandteile der Erlösobergrenzenformel gemäß Anlage 1 ARegV, findet sich in Anlage R2 in der Spalte F.

2.1.1.2.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2010 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtindex in Höhe von 106,60 zu verwenden.

Abweichungen im Vergleich zu den Angaben des Netzbetreibers werden in Anlage R.2.1 Zelle E23 dargestellt.

2.1.1.2.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14, S. 2 und S. 3 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgte erstmalig zum 1.1.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV). Der Netzbetreiber hat hierbei auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen.

In Anlage R2.1 Tabelle B2.2 ist dargestellt, in welcher Höhe in der Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile enthalten sind. In der zweiten Tabelle (ab Zeile 47) findet sich eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV anerkennungsfähigen Anpassungen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2010 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV gemacht.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2010 waren aus Sicht der Beschlusskammer nicht anerkennungsfähig:

Personalzusatzkosten

Der Netzbetreiber hat bei der Anpassung der Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV) Kosten für Lagerentnahmen Bekleidungsmaterial unbrauchbar und Gehälter-Arbeitgeberanteil zur gesetzlichen Sozialversicherung berücksichtigt.

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. Diesbezüglich 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.

Kosten hierfür wurden in der Überleitungsrechnung zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifiziert. Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass diese Kosten erstmalig innerhalb der Regulierungsperiode angefallen sind. Somit ist eine Anpassung nach § 4 Abs. 2 Nr. 2 ARegV nicht zulässig, da davon auszugehen ist, dass die Kosten im Ausgangsniveau der ersten Regulierungsperiode gemäß § 6 Abs. 2 ARegV als beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile enthalten sind. Eine Anerkennung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassung käme damit einer Mehrfachberücksichtigung gleich.

Des Weiteren wurde auf den Betrag gemäß Zusatzabfrage vom 04.10.2010 abgestellt.

Betriebs- und Personalratstätigkeit

Die Position "Betriebs- und Personalratstätigkeit" wurde bereinigt um Aus- und Fortbildungskosten in Höhe von **geschwärzt** welche bereits in der Position "Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen" enthalten sind.

2.1.1.2.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung)

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist in der Anlage R2.1 Tabelle B2.3 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E72.

2.1.1.2.4. Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog)

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (analog) stattgefunden hat, ist dies in der Anlage R2.1 Tabelle B 2.4 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 79.

2.1.1.2.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr.1 ARegV) angepasst wurde, ist dies in der Anlage R2.1 Tabelle B2.5 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 86.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2010 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern der Beschluss wegen Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindex ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

Der Netzbetreiber hat im Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 1 ARegV keinen Erweiterungsfaktor angegeben, den Erweiterungsfaktor jedoch bei der Berechnung der Anpassung der Erlösobergrenze vermutlich berücksichtigt.

2.1.1.2.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

2.1.1.2.7. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze

Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteile der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV waren bzw. deren Anpassungen, sind in Tabelle C1 abgebildet.

2.1.1.3. Zulässige Erlöse 2011

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2011 findet sich in Anlage R2.2 in Zelle D15 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt (Zelle C15).

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 1 ARegV mitgeteilten zulässigen Erlöse des Jahres 2011 geprüft und dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 11.07.2013 die aus ihrer Sicht zulässigen Erlöse mitgeteilt.

Mit Mitteilung vom 15.07.2013 hat der Netzbetreiber geäußert, dass hinsichtlich der Erlösobergrenze 2011 aus seiner Sicht kein Anpassungsbedarf besteht.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in der Anlage R2.2 Zelle G15 und H15 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze (Zelle F15) gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze 2011, in die einzelnen Bestandteile der Erlösobergrenzenformel gemäß Anlage 1 ARegV, findet sich in Anlage R2 in Spalte G.

2.1.1.3.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2011 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 107,00 zu verwenden.

Abweichungen im Vergleich zu den Angaben des Netzbetreibers werden in Anlage R.2.2 Zelle E23 dargestellt.

2.1.1.3.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3, 6 bis 11, 13 und 14, S. 2 und S. 3 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgte erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 3 ARegV). Der Netzbetreiber hat hierbei auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen.

In Anlage R2.2 Tabelle B2.2 ist dargestellt, in welcher Höhe in der Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile enthalten sind. Es findet sich hierin eine Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen und der aus Sicht der Beschlusskammer nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV anerkennungsfähigen Anpassungen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2011 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV gemacht.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 1.1.2011 waren aus Sicht der Beschlusskammer nicht anerkennungsfähig:

Personalzusatzkosten

Der Netzbetreiber hat bei der Anpassung der Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV) Kosten für Gehälter – Geldwerte Vorteile berücksichtigt.

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. Diesbezüglich 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.

Bei den geltend gemachten Kosten handelt es sich nicht um Kosten, die auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruhen. Vielmehr macht der Netzbetreiber Kosten geltend, die einseitig gewährt werden (bspw. durch Unternehmensrichtlinie) und jederzeit wieder entzogen werden können, da ein arbeitsrechtlicher Anspruch auf Gewährung der Leistung nicht besteht. Derartige Kosten unterfallen ersichtlich nicht dem Anwendungsbereich des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV, da hierdurch nur kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen geschützt werden.

2.1.1.3.3. Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung)

Eine Anpassung aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (Periodenübergreifende Saldierung 2008) ist in der Anlage R2.2 Tabelle B2.3 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E72.

2.1.1.3.4. Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (analog)

Sofern eine Anpassung aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 10 GasNEV (analog) stattgefunden hat, ist dies in der Anlage R 2.2 Tabelle B 2.4 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E79.

2.1.1.3.5. Anpassung nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr.1 ARegV)

Sofern die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) angepasst wurde, ist dies in der Anlage R2.2 Tabelle B2.5 dargestellt. Abweichungen des von der Beschlusskammer ermittelten Wertes zu den Angaben des Netzbetreibers finden sich in der Zelle E 86.

Bei der Bestimmung des Anpassungsbetrages aufgrund eines Erweiterungsfaktoranspruchs für das Jahr 2011 hat die Beschlusskammer den aktuell gültigen Verbraucherpreisgesamtindex zu Grunde gelegt. Sofern der Beschluss wegen Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruchs mithilfe eines abweichenden Verbraucherpreisindex ermittelt wurde, können sich hieraus Differenzen ergeben.

Der Netzbetreiber hat einen von der Bundesnetzagentur abweichenden Wert für den Anpassungsbetrag aufgrund eines Erweiterungsfaktors angegeben.

2.1.1.3.6. Anpassung aufgrund einer nicht zumutbaren Härte gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV

Eine Anpassung der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund von § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV erfolgte nicht.

2.1.1.3.7. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze

Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteile der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV waren bzw. deren Anpassungen, sind in Tabelle C1 abgebildet.

2.1.2. Erzielbare Erlöse

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobrechnung gemäß § 16 GasNEV ermittelten Entgelten.

Diese werden in der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres durch die Umsatzerlöse aus Netzentgelten abgebildet. Im Rahmen der Ermittlung der erzielbaren Erlöse hat die Beschlusskammer daher grundsätzlich auf die Umsatzerlöse zurückgegriffen.

Hierbei wird auf die Umsatzerlöse aus Netzentgelten Gas abgestellt, wobei nachträgliche Korrekturen bzw. Erlösminderungen beispielsweise im Zusammenhang mit Rückstellungsbildungen nicht anerkennungsfähig sind. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Netzbetreiber derartige Umsatzerlöskorrekturen vollständig angezeigt hat.

Bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos wird gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen pro Kalenderjahr ermittelt. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr realisierten Absatzmengen und den zuvor für das jeweilige Kalenderjahr gemäß § 17 ARegV i.V.m. §§ 13 ff GasNEV ermittelten Entgelten. Diese werden grundsätzlich in der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres durch die Umsatzerlöse aus Netzentgelten abgebildet.

Der Netzbetreiber hat eine Korrektur der Umsatzerlöse des Jahres 2010 bzw. 2011 um sog. periodenfremde Umsatzerlöse vorgenommen.

Der Netzbetreiber begehrt, bei der Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskontosaldos für das Jahr 2010 bzw. 2011 die um die periodenfremden Umsatzerlöse korrigierten Umsatzerlöse und nicht die Werte aus der Gewinn- und Verlustrechnung dieses Jahres zu verwenden.

Werden in einem Jahr periodenfremde Umsatzerlöse erzielt, so stellen diese periodenfremden Umsatzerlöse grundsätzlich keine erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV dar, falls sie in einem anderen Jahr bereits zuvor regulatorische Berücksichtigung fanden, z.B. im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung (§ 10 GasNEV) oder bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos (§ 5 ARegV).

Die im Jahr 2010 bzw. 2011 erzielten periodenfremden Umsatzerlöse beruhen auf einem Sachverhalt aus dem Jahr 2009 bzw. aus den Jahren 2009 und 2010. Für diese Jahre wurde bei Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskontosaldos auf die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung abgestellt. Daher wurden die nun im Jahr 2010 bzw. 2011 erzielten periodenfremden Umsatzerlöse bislang noch nicht regulatorisch berücksichtigt. Bei der Ermittlung der erzielbaren Erlöse im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Bestimmung des Regulierungskontosaldos für das Jahr 2010 bzw. 2011 sind daher die Werte aus der Gewinn- und Verlustrechnung dieses Jahres zu verwenden und nicht die um die periodenfremden Umsatzerlöse korrigierten Umsatzerlöse.

Die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung können in diesem Fall nicht dem Produkt der tatsächlich realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 17 ARegV i.V.m. §§ 13 ff GasNEV ermittelten Entgelten im Jahr 2010 bzw. 2011 entsprechen. Dies ist jedoch nicht zu vermeiden, da auch im Jahr 2009 bzw. 2010 bei der Bestimmung des Regulierungskontosaldos auf die Umsatzerlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung abgestellt wurde. Die Umsatzerlöse diesen Jahres entsprachen ebenfalls nicht dem Produkt der tatsächlich realisierten Absatzmengen und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 16 GasNEV ermittelten Entgelten. Regulatorisch müssen die periodenfremden Umsatzerlöse indes berücksichtigt werden. Sinn und Zweck des Regulierungskontos ist unter anderem einen Ausgleich zwischen primär mengengetriebenen Schwankungen der Umsatzerlöse und der festgelegten Erlösobergrenze zu schaffen. Dem würde es widersprechen Umsatzerlöse weder in dem Jahr, dem sie eigentlich wirtschaftlich zuzuordnen wären, noch in dem Jahr, in dem sie handelsrechtlich im Jahresabschluss Berücksichtigung fanden, der Gegenüberstellung mit den nach § 4 zulässigen Erlösen zu entziehen. Der Netzbetreiber könnte auf diese Weise andernfalls in einer Regulierungsperiode einen Erlös oberhalb der Summe der Erlösobergrenzen der einzelnen Jahre der Regulierungsperiode erzielen.

Folglich wurden für das Jahr 2010 periodenfremde Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** in Abzug gebracht und für das Jahr 2011 periodenfremde Erlöse in Höhe von **geschwärzt** hinzugerechnet. Die periodenfremden Entgelte für Messung und Abrechnung des Jahres 2010 in Höhe von **geschwärzt** wurden ebenfalls hinzugerechnet.

Des Weiteren wurden die aus IS-U nicht direkt zuordenbaren Aufwendungen in Höhe von **geschwärzt** für 2010 in Abzug gebracht und **geschwärzt** für 2011 den Umsatzerlösen aus Netzentgelten hinzugerechnet, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass es sich dabei um Umsatzerlöse aus Netzentgelten handelt.

Der Netzbetreiber hat die zur Ermittlung des Regulierungskontosaldos erforderlichen tatsächlich erzielten Erlöse des jeweiligen abgelaufenen Kalenderjahres im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV der Beschlusskammer mitgeteilt.

Nach Prüfung der mitgeteilten Daten durch die Beschlusskammer ergeben sich für die Jahre 2009 bis 2011 die in Anlage R3 dargestellten erzielbaren Erlöse.

2.2. Differenz aus vorgelagerten Netzkosten

Nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs 2 S. 1 Nr. 4 ARegV (erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Die diesbezüglich in dem jeweiligen Erlösobergrenzenjahr enthaltenen Ansätze sind den in diesem Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten gegenüberzustellen. Die so ermittelte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen. Kostenbestandteile der Biogasumlage können ebenfalls Bestandteil dieser Differenz sein.

Gemäß seiner Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2011 die tatsächlich entstandenen Kosten der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV übermittelt. Hierbei wurde auf den Betrag gemäß Email des Netzbetreibers vom 10.03.2014 abgestellt. In der Anlage R1.2 werden diese Werte den aus Sicht der Beschlusskammer korrekten Werten gegenübergestellt.

Die in der Erlösobergrenze enthaltenen bzw. tatsächlich entstandenen Kostenansätze für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen beziehen sich lediglich auf die originäre vorgelagerte Netznutzung von vorgelagerten Netzbetreibern. Kosten für vereinbarte Lastflusszusagen oder für Speichernutzungen sind nicht Bestandteil der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netznutzung.

2.3. Differenz aus volatilen Kostenanteilen

Nach § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV erfolgt eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV (volatile Kostenanteile für die Beschaffung von Treibenergie) auf Basis des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Diese Regelung war erstmalig zum 01.01.2011 anwendbar. Die diesbezüglich im Jahr 2011 enthaltenen Ansätze sind den tatsächlich entstandenen Kosten dieses Jahres gegenüberzustellen. Die so ermit-

telte Differenz ist im Regulierungskontosaldo gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV zu berücksichtigen.

Gemäß seiner Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für das Kalenderjahr 2011 die tatsächlich entstandenen Kosten sowie die in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätze der volatilen Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV angegeben. In der Anlage R1.2 wird diese Angabe dem aus Sicht der Beschlusskammer korrekten Wert gegenübergestellt.

2.4. Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen

Gemäß § 5 Abs. 1 A.3 ARegV wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a. F. sowie nach § 44 GasNZV verursacht wird.

Gemäß seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 2 ARegV hat der Netzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 bis 2011 die Kostenveränderung für die Messung bzw. den Messstellenbetrieb inklusive der Maßnahmen gemäß § 21 b EnWG übermittelt. Diese Werte werden in der Anlage R1.2 den von der Beschlusskammer geprüften Werten gegenübergestellt.

3. Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode

3.1. Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2011

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 wird durch die kalenderjährlichen Einzelbeträge für die Jahre 2009 bis 2011 hinsichtlich

- der Abweichung zwischen zulässigen bzw. verprobten Erlösen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,
- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten des vorgelagerten Netzes und der in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV,

- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten für Treibenergie und den in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV sowie
- den Mehrkosten aus Messstellenbetrieb oder Messung im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV

bestimmt. Diese Differenzbeträge werden gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst.

Der Anlage R1.2 sind die unverzinsten Differenzen der Jahre 2009 bis 2011 zu entnehmen.

Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2009 beträgt der Zinssatz geschwärzt für das Jahr 2010 geschwärzt und für die folgenden Jahre geschwärzt

Der Endbestand des Regulierungskontos zum 31.12.2011 ergibt sich aus den Differenzen der Jahre 2009, 2010 und 2011, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen sind. Der Anlage R1.1 ist für die Jahre 2009, 2010 und 2011 der Vorjahressaldo, der Gesamtsaldo vor Verzinsung, die Höhe der Verzinsung sowie der jeweilige Gesamtsaldo nach Verzinsung zum 31.12 für das entsprechende Jahr zu entnehmen.

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 kann ebenfalls der Anlage R1.1, Zelle F20 entnommen werden.

3.2. Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge

Grundlage für die Bestimmung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ist der Regulierungskontosaldo zum 31.12.2011. Dieser ist für das Jahr 2012 aufzuzinsen, da die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2013 beginnt. Weiterhin hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber die Anwendung der sog. optionalen Sonderlösung eingeräumt, um Beträge, die gemäß § 5 Abs. 3 ARegV in den Jahren 2012 und 2013 zu Entgeltanpassungen geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge zu berücksichtigen.

Erläuterung zur optionalen Sonderlösung

Gemäß § 5 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, im Folgejahr seine Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen, soweit die tatsächlich erzielbaren Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 % überschreiten. Bleiben die erzielbaren Erlöse hingegen um mehr als 5 % hinter den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres zurück, so besteht ein Wahlrecht für den Netzbetreiber, seine Entgelte nach § 17 ARegV anzupassen.

Erzielt der Netzbetreiber somit Mehrererlöse in 2009, die 5 % der zulässigen Erlöse übersteigen, sind seine Netzentgelte zum 01.01.2011 zu senken. Die durch die Netzentgeltanpassung entstandenen Mindererlöse im Jahr 2011 gehen in den Saldo zum 31.12.2011 ein.

Anders ist die Situation bei Mehrererlösen, die im Jahr 2010 oder 2011 erzielt werden. Die Anpassung der Netzentgelte erfolgt gemäß § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2012 bzw. zum 01.01.2013 und hätte somit keine Auswirkungen auf den Regulierungskontosaldo zum 31.12.2011. Die Berechnung der Zu- und Abschläge erfolgt somit auf einer Bemessungsgrundlage, in der die Anpassungsbeträge nicht enthalten sind. Da diese Beträge im Saldo verbleiben, würden sie bei der Bestimmung der Zu- und Abschläge mitberücksichtigt und damit als Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Es käme dadurch zu einer doppelten Rückzahlung der Mehrererlöse durch den Netzbetreiber. Die hierdurch entstandenen Mindererlöse würden verzinst erst in der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen.

Um dies zu verhindern, hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.10.2012 die Möglichkeit eingeräumt, von der sogenannten optionalen Sonderlösung Gebrauch zu machen. Diese sieht vor, dass Mehrererlöse, die in den Jahren 2010 und/oder 2011 entstanden sind und zu einer Anpassung der Entgelte in den Jahren 2012 und/oder 2013 geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge berücksichtigt werden.

Der Netzbetreiber hat der Beschlusskammer gemäß seiner Mitteilungsverpflichtung nach § 28 Nr. 3 und 4 ARegV vom 28.12.2011 mitgeteilt, dass er im Jahr 2010 Mehrererlöse erzielt hat, die geschwärzt übersteigen und zum 01.01.2012 zu einer Entgeltanpassung geführt haben.

Mit Schreiben vom 11.11.2013 hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer mitgeteilt, dass er von der optionalen Sonderlösung Gebrauch macht.

Bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge wird der Anpassungsbetrag gemäß § 5 Abs. 3 ARegV ermittelt, der sich aus Sicht des Netzbetreibers ergeben hat.

Auch bei der Ermittlung der Verzinsung des Jahres 2012 ist sodann zu berücksichtigen, dass der Endbestand des Saldos zum 31.12.2012 in Höhe der erfolgten Entgeltanpassung zu korrigieren ist. Das zu verzinsende durchschnittlich gebundene Kapital entspricht dem Mittelwert aus dem Anfangsbestand zum 01.01.2012 und dem Endbestand zum 31.12.2012. Bei einem Zinssatz von 3,58 %¹ ergibt sich die in Anlage R1.1, Zelle G19 dargestellte Verzinsung.²

Die Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ergibt sich aus dem Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung, der in der Anlage R1.1, Zelle G20 dargestellt ist.

3.3. Berechnung der Zu- und Abschläge

Die Ermittlung der Zu- / und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten zuzüglich der jährlichen Verzinsung der jeweiligen durchschnittlichen Kapitalbindung.

Der dabei anzuwendende Zinssatz beträgt konstant 3,58 %, was dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrenditen "festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten" der Jahre 2002 bis 2011 entspricht.

Entsprechend der oben dargestellten Ausführungen ergeben sich die in Anlage R1.1 aufgeführten Zu- / Abschläge für das Regulierungskonto für die Jahre 2013 bis 2017.

¹ Eine Fixierung des Zinssatzes für zukünftige Jahre ist erforderlich, da in der Verordnung kein Anpassungsmechanismus während des Auflösungszeitraums vorgesehen ist.

² Um zu verhindern, dass Mindererlöse des Jahres 2012, die aufgrund von Mehrerlösen des Jahres 2010 entstanden sind, im Jahr 2012 im Regulierungskonto für die zweite Regulierungsperiode nochmals berücksichtigt werden, sind die erzielbaren Erlöse des Jahres 2012 um den Betrag der Mehrerlöse des Jahres 2010 zu erhöhen. Dadurch wird eine Doppelverrechnung vermieden.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Verzinsung und Auflösung des Regulierungskonto											
2												
3	Firma des Gasnetzbetreibers		wesernetz Bremen GmbH									
4	Betriebsnummer		12001003									
5	Netzznummer		1									
6												
7												
8												
9												
10	Saldo aus Einzeldifferenzen											
11												
12	Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)											
13	Reguläre Tilgung des Saldo aus Regulierungskonto											
14	Sondertilgung gemäß optionaler Sonderlösung											
15	Saldo I											
16	Saldo II											
17	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV											
18	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand											
19	Verzinsung des Saldos											
20	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung											
21												
22	In der Verprobung des Jahres 2011 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
23	In der Verprobung des Jahres 2012 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
24	In der Verprobung des Jahres 2013 vorgenommene Ausschüttung des Regulierungskonto											
25												
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	

geschwärzt

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV der Jahre 2009 - 2011												
2													
3		Firma des Gasnetzbetreibers	wesernetz Bremen GmbH										
4		Betriebsnummer	12001003										
5		Netznennwert	1										
6													
7													
8		Beschreibung	Inhalt										
9													
10		1	Erlösbegrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zuzusagende Erlöse									
11				erzielbare Erlöse									
12		2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	bisätzlich entstandene Kosten									
13				in EOG enthaltene Ansätze									
14		3	Variable Kostenteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV	bisätzlich entstandene Kosten									
15				in EOG enthaltene Ansätze									
16		3	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungsabgabe entstehende Kostenveränderung									
17		5	Sonstiges										
18													
19				Saldo aus Einzeldifferenzen									

geschwärtzt

R2 Zulässige Erlöse

	B	C	D	E	F	G
1	Übersicht angepasste Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV					
2						
3		Netzbetreiber	wesernetz Bremen GmbH			
4		Betriebsnummer der Bundesnetzagentur	12001003			
5		Aktenzeichen der 1. EOG-Festlegung	BK9-10/1040			
6		Verfahren	Regelverfahren			
7		Netznummer	1			
8						
9						
10				2009	2010	2011
11	(1)	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	$KA_{dnb,t}$	geschwärtzt		
12	(2)	Veränderung dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	+ Veränderung $KA_{dnb,t}$			
13	(3)	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	+ $KA_{vnb,0}$			
14	(4)	Veränderung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/WPI0-PfT)	+ Veränderung $KA_{vnb,t}$			
15	(5)	Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 ARegV	+ $KA_{b,t}$			
16	(6)	Veränderung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile durch (VPI/WPI0-PfT)	+ Veränderung $KA_{b,t}$			
17	(7)	genehmigte Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV	+ EF_t			
18	(8)	Veränderung des Anpassungsbetrages (VPI/WPI0-PfT) am EF_t	+ Veränderung EF_t			
19	(9)	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze - Qualitätselement nach § 19 ARegV	+ Q_t			
20	(10)	Volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV	+ (VK_t)			
21	(11)	Volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr	- (VK_0)			
22	(12)	Nicht zumutbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	+ NZH_t			
23	(13)	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2006 - 2008 einschl. Zinsen nach § 34 Abs. 1a ARegV	- PS_t			
24	(14)	Sonstiges (Mehrerlösabschöpfung)	- So_t			
25						
26		Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	= EO_t			

B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Netzbetreiber	wesernetz Bremen GmbH						
2	Betriebsnummer der Bundesnetzagentur	12001003						
3	Abkürzungen der 1. EOG-Festlegung	BNG-101040						
4	Verfahren	Regelverfahren						
5	Netzzummer	1						
6	Beschluss Erweiterungsfaktor 2009	BNG-091070-EGF vom 21.03.2009						
7	Beschluss Mehrerdarabschöpfung	BNG-090870-EGF vom 03.02.2010						
8	Zuteilung Investitionsbudget							
9	Beschluss § 26 Abs. 2 ARagV	BNG-101040 vom 26.11.2010						
10	Schreiben Periodenübergreifende Saldierung 2009	Schreiben vom 06.12.2009						
11								
12	B1. Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARagV							
13								
14		Städtebetreiber Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 39 Abs. 1 EnWG (K)	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 26 Abs. 1 EnWG (K)	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 39 Abs. 1 EnWG Netzbetreiber ggf. Bundesnetzagentur (K)	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV (K)	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV jeweils vorhanden unter Berücksichtigung von Verschmelzungen nach § 26 Abs. 1 ARagV sowie von Übernahmen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 21 Abs. 1 Nr. 1 ARagV (K)	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV Netzbetreiber ggf. Bundesnetzagentur (K)	
15	Erlösobergrenze nach § 4 ARagV							
16								
17								
18	B2. Der Anpassung zugrunde liegende Änderungen							
19								
20	B2.1. Änderung des Verbraucherpreisindex nach							
21								
22								
23								
24								
25	B2.2. Änderung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten							
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								
40								
41								
42								
43								
44								
45								

geschwärtzt

R2.1 Nachrechnung 2010

	B	C	D	E	F	G	H	I	J									
47	Beschreibung In der Erwerbsgrenze gemäß <u>§ 4 Abs. 2 Nr. 1</u> des <u>§ 4 Abs. 2 Nr. 1</u> (soweit vorhanden unter Berücksichtigung von Vorwertungsplätzen nach § 26 Abs. 1 ARegV) sowie von Sachanlagen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV) entfallende Gesamtwert der Sachanlagen (K)																	
48		Stichtagswert Kosten (K)	Stichtagswert Kosten (K)	Stichtagswert Erlöse (E)	Stichtagswert Erlöse (E)	Abweichung Kosten (Kosten) ggü. Buchwertangaben (K)	Abweichung Erlöse (Erlöse) ggü. Buchwertangaben (E)	Anmerkungen zur Fälligkeit (Kosten)	Anmerkungen zur Fälligkeit (Erlöse)									
49	geschwärtzt																	
50										Korrekturen (Satz 1 Nr. 2)								
51										Sonderausgaben (Satz 1 Nr. 3)								
52										Sonderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Anlagen (Satz 1 Nr. 4)								
53										Genehmigte Investitionsausgaben nach § 23 ARegV (Satz 1 Nr. 5)								
54										Verbleibende Kosten (Kosten) nach Abzug Wirkungsgläubiger (Satz 1 Nr. 6)								
55										Betriebs- und herstellungsmäßige Investitionen zu Fahrzeugen und Versorgungseinrichtungen (Nachweise nach § 12.12.01) (Satz 1 Nr. 7)								
56										Betriebs- und Personalvermögen (Satz 1 Nr. 10)								
57										Überwälzung und Vorkauf von Unternehmen und von Betriebsmitteln (Satz 1 Nr. 11)								
58										Aufhebung von Rückstellungen aus dem Rechnungswesen in Verbindung mit der Strom- bzw. GasNEV (Satz 1 Nr. 12)								
59	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betriebs zur Gewinnsteigerung, die einer wirksamen Vorleistungsgliederung unterliegen (Satz 1)																	
60	Summe (Summe) nicht berücksichtigter Kosten (K)																	
61	Kalenderjahr 2010																	
62	Summe (Summe) nicht berücksichtigter Kosten (Kosten) für 2010 (K)																	
63	§ 2.3. Mindererlöse nach § 10 der GasNEV (2008)																	
64	Kalenderjahr 2010																	
65	Summe der geringwertigsten Sachen 2008 gemäß § 10 GasNEV für das Kalenderjahr (K)																	
66	§ 2.4. Mehrerlösaufschlag nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m.																	
67	Kalenderjahr 2010																	
68	von Holzwerken in Ansatz gebrachten betrieblicher Rückstellungen (K)																	
69	§ 2.5. Anpassung aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach																	
70	Kalenderjahr 2010																	
71	Anpassung nach § 4 Abs. 4 der i.V.m. § 10 ARegV																	
72																		
73																		
74																		
75																		
76																		

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
101	C1. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteil der Festlegung der Bundesnetzgebühren nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG waren								
102	<small>(zuerst vorhanden unter Berücksichtigung von Vorkursübergängen nach § 26 Abs. 1 ARagV sowie von BookClosures gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV)</small>								
109	C1.1. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 51 Abs. 2 Nr. 12 ARagV (pauschalierter Investitionszuschlag)								
110	Kalenderjahr 2010								
111	Pauschalierter Investitionszuschlag								
112									
113	C2.1. Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten								
114	Kalenderjahr 2010								
115	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten KVArtib,D								
116									
117	Kalenderjahr 2010								
118	Nicht abgedeckte beeinflussbare Kosten $(N - Y_{\text{PAB}}) \cdot KVA_{\text{B},1}$								
119									
120	C2.2. Anpassung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten								
121	Kalenderjahr 2010								
122	Anpassungsbetrag der Kostenanteile "net" + "r" aufgrund $VF_{\text{GAS}}^{\text{net}}$ und $VF_{\text{GAS}}^{\text{r}}$								
123	$(KVA_{\text{net},D} - KVA_{\text{B},D}) \cdot (VP_{\text{GAS}}^{\text{net}} - PF_{\text{GAS}}^{\text{net}}) / (KVA_{\text{net},B} - KVA_{\text{B},B})$								
124									
125	C2.3. Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 der GasNEV (2009)								
126	Kalenderjahr 2010								
127	Sicheres Periodenübergangserlöse Sicherung 2006 einmZl. Zinsen nach § 34 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ARagV								
128	Sicheres Periodenübergangserlöse Sicherung 2007 einmZl. Zinsen nach § 34 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ARagV								

geschwärzt

R2.2 Nachrechnung 2011

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Netzbetreiber	Wesernetz Bremen GmbH							
2	Betriebsnummer der Bundesnetzagentur	12001003							
3	Aktenzeichen der 1. ECG-Festlegung	BK9-10/1040							
4	Verfahren	Regelverfahren							
5	Netznummer	1							
6	Beschluss Erweiterungsfelder 2010	BK9-10/1040-E10 vom 28.06.2013							
7	Beschluss Mehrerlösausschöpfung	BK9-08/078-WEA vom 08.02.2010							
8	Mitteilung Investitionsbudget								
9	Beschluss § 26 Abs. 2 ARagV	BK9-10/1040 vom 26.11.2013							
10	Schreiben Periodenübergreifende Saldierung 2008	Schreiben vom 08.12.2009							

B1. Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARagV

	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG [K]	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG [K]	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [R]	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV [R]	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV (wenn vorhanden unter Berücksichtigung von Vollnetzübergängen nach § 26 Abs. 1 ARagV sowie von Beschlüssen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV) [R]	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [R]
14						
15	Erlösobergrenze nach § 4 ARagV				= D67 + D102 - 072 - 079 + 096 + D107 + 0118 + 0121 + 0122	

	Beschreibung	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG [K]	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG [K]	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [R]	Netzbetreiber Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV [R]	Bundesnetzagentur Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV (wenn vorhanden unter Berücksichtigung von Vollnetzübergängen nach § 26 Abs. 1 ARagV sowie von Beschlüssen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARagV) [R]	Abweichung Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 u. 4 ARagV Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [R]
16	B2. Der Anpassung zugrunde liegende Änderungen						
17	B2.1. Änderung des Verbraucherpreisindex nach § 4 Abs. 3 ARagV						
18							
19							
20	B2.1. Änderung des Verbraucherpreisindex nach § 4 Abs. 3 ARagV						
21							
22	Kalennerjahr 2009						
23	Von Statistischem Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr (für das die Erlösobergrenze ist)						
24							
25	B2.2. Änderung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile						
26							
27	Beschreibung						
28							
29							
30	Konzeptionsgebühren (Satz 1, Nr. 2)						
31	Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)						
32	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Satz 1, Nr. 4)						
33	Gerechtfertigte Investitionsbudgets nach § 23 ARagV (Satz 1, Nr. 6)						
34	Verbleibende Kosten Bepreisung nach Abzug Währungsparitäten (Satz 1, Nr. 8a)						
35	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Vermögensleistungen (Abschluss vor 31.12.06) (Satz 1, Nr. 9)						
36	Betriebs- und Personalverpflichtungen (Satz 1, Nr. 10)						
37	Aufklärung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebsinstandsetzern für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Satz 1, Nr. 11)						
38	Aufklärung von Bundesratsentschiedenen/Präsidentenwahlkostenbeiträgen in Verbindung mit der Strom- bzw. GasNEV (Satz 1, Nr. 12)						
39	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Governingorganen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (Satz 3)						
40							
41							
42							
43							
44	Summe dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile [K]						
45							

geschwärtzt

R2.2 Nachrechnung 2011

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
47	Beschreibung	In der Erlösobergrenze gemäß Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARRegV jeweils vorhanden unter Berücksichtigung von Vollzeitzulagen nach § 28 Abs. 1 ARRegV sowie von Zuschüssen gemäß § 28 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARRegV enthalten dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (K)							
48		Netzbetreiber: Kosten [K]	Überschussbetreiber: Kosten [K]	Netzbetreiber: Erlöse [K]	Überschussbetreiber: Erlöse [K]	Abweichung Kosten Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [K]	Abweichung Erlöse Netzbetreiber ggü. Bundesnetzagentur [K]	Anmerkungen zur Prüfung (Kosten)	Anmerkungen zur Prüfung (Erlöse)
49	Konzernabschlüsse (Satz 1, Nr. 2)								
50	Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)								
51	Erforderliche Voreinsparungen eingeleiteter Netzwerke (Satz 1, Nr. 4)								
52	Gemeinsame Investitionsbudgets nach § 25 ARRegV (Satz 1, Nr. 5)								
53	Verbleibende Kosten Bspis nach Abzug Vollzeitzulagen (Satz 1, Nr. 6a)								
54	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnersatz- und Versorgungszulagen (Abschluss vor 31.12.08) (Satz 1, Nr. 8)								
55	Betriebs- und Personalabfertigung (Satz 1, Nr. 10)								
56	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebsinstandsetzern für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Satz 1, Nr. 11)								
57	Ausführung von Bauinstandsetzungen/Netzanschlusskostenbeiträgen in Verbindung mit der Strom- bzw. GasNEV (Satz 1, Nr. 12)								
58	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Gasversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfallensregulierung unterliegen (Satz 3)								
59	Summe dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [K]								
60									
61	Kalenderjahr 2011								
62	Summe dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteil für 2011 [K]								
63	B2.3. Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 der GasNEV (2008)								
64	Kalenderjahr 2011								
65	Satz der periodenübergreifenden Saldierung 2008 gemäß § 10 GasNEV für das Kalenderjahr [K]								
66	B2.4. Mehrerlösausschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARRegV i.V.m.								
67	Kalenderjahr 2011								
68	vom Netzbetreiber in Ansatz gebrachter annuitätischer Rückzahlungsbetrag								
69	B2.5. Anpassung aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach								
70	Kalenderjahr 2011								
71	Anpassungsbetrag nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARRegV								
72									
73									
74									
75									
76									
77									
78									
79									
80									
81									
82									
83									
84									
85									
86									

geschwärzt

	B	C	D	E	F	G	H	I	J
97	C1. Weitere Bestandteile der Erlösobergrenze, die bereits Bestandteil der Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG waren								
99	[soweit vorhanden unter Berücksichtigung von Vollratsübergängen nach § 26 Abs. 1 ARegV sowie von Beschläüssen gemäß § 26 Abs. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV]								
99	C1.1. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV (pauschalierter Investitionszuschlag)								
101	Kalenderjahr 2011	Netzeinsparungen (K)	Netzeinsparungen (K)	Datengrundlage der Bundesnetzagentur					
102	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV								
103	C2.1. Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten								
104	C2.1. Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten								
105	Kalenderjahr 2011								
106	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten KAVmb,0								
107	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten KAVmb,0								
108	Kalenderjahr 2011								
109	Kalenderjahr 2011								
110	Nicht abgebaute beeinflussbare Kosten $[1 - V_{2006}] \cdot KAVb,0$								
111	Nicht abgebaute beeinflussbare Kosten $[1 - V_{2006}] \cdot KAVb,0$								
112	C2.2. Anpassung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten								
113	C2.2. Anpassung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten								
114	Kalenderjahr 2011								
115	Anpassungsbetrag der Kostenvariable "vmb" = "T" aufgrund VP ₂₀₀₆ und PF ₂₀₀₆								
116	$[KAVmb,0 + KAVb,0] \cdot (VP_{2006}/VP_{2011} - PF_{2006}) - (KAVmb,0 + KAVb,0)$								
117	Anpassungsbetrag der Kostenvariable "vmb" = "T" aufgrund VP ₂₀₀₆ und PF ₂₀₀₆								
118	C2.3. Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 der GasNEV (2006)								
119	C2.3. Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 der GasNEV (2006)								
120	Kalenderjahr 2011								
121	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2006 einzahl. Zinsen nach § 34 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ARegV								
122	Saldo Periodenübergreifende Saldierung 2007 einzahl. Zinsen nach § 34 Abs. 1 bzw. Abs. 1a ARegV								

geschwärzt

R3 Erzielbare Erlöse

	A	B	C	D	E	F
1	Zusammensetzung der erzielbaren Erlöse					
2						
3	Firma des Gasnetzbetreibers		wesernetz Bremen GmbH			
5	Betriebsnummer		12001003			
6	Netznummer		1			
7						
8				2009	2010	2011
9	1.1	Umsatzerlöse aus Netzentgelten Gas				geschwärtzt
10	1.1.1	Erlöse aus der Wälzung von Netzentgelten für die vorgelagerte Netznutzung				
11	1.1.2	Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung				
12	1.1.3	Ausspeisepunkte mit Leistungsmessung				
13	1.1.4	Abrechnung				
14	1.1.5	Messung				
15	1.1.6	Messstellenbetrieb				
16	1.1.7	Gesondertes Netzentgelt gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV				
17	1.1.8	Vertragsstrafen				
18	1.1.9	Preisnachlässe gemäß § 3 KAV i.V.m. § 18 GasNEV				
19	1.1.10	Unterbrechbare und unterjährige Verträge				
20	1.1.11	Weitere Erlöse				
21	1.1.12	Konzessionsabgaben				
22	1.1.13	Sonstige Umsatzerlöse aus Netzentgelten				
23	=	Erzielte Erlöse (1.1 abzgl. 1.1.12)				
24	+	Unterverprobung				
25	+	Hinzurechnungen				
26	-	Kürzungen				
27	=	Erzielbare Erlöse				