



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	Roland Naas
und die Beisitzerin	Anne Zeidler,

gegenüber der E.ON Hanse AG, Schlesweg-Heingas-Platz 1, 25450 Quickborn, gesetzlich vertreten durch den Vorstand

- Netzbetreiber -

am 29.07.2014 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. [REDACTED]

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 31.01.2012 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 12.03.2012 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 03.05.2012 und vom 05.06.2012 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 Umlaufrenditen.

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 31.05.2012 über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur.

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

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 20.08.2012 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 wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 01.03.2011

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

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

Mit Schreiben vom 02.04.2012 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 Gemeindegemeinschaften 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. Etwas durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

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

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

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

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

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

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

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

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

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

5. 1. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 18.12.2012 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 23.01.2013 Stellung genommen.

Der Netzbetreiber trägt vor, das gewählte Verfahren, das nach den Vorgaben der ARegV durchgeführt worden sei, [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

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 Anpassun-

gen 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 die ermittelten-zulässigen Erlöse ermittelt.

~~dem Netzbetreiber mit Schreiben vom xx.xx.xxxx [Schreiben EOG-Nachrechnung] 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 06.03.2014 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.

~~_____~~
~~_____~~
~~_____~~
~~_____~~
~~_____~~

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-

enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

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 Netzanschlusskostenbeiträgen	S. 1 Nr. 13
5.5.	Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen	S. 1 Nr. 13

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

Umbuchung Zeile Nr.:	Betrag [EUR]	Sachverhalt	Begründung der Korrektur der Umbuchung durch die BNetzA
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

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

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

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

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

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

2.3.1. Effizienzwertermittlung 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 nachzustimmen. 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 Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode bereits durchgeführte bundesweite Effizienzvergleich durch die Änderung nicht berührt wird und daher nicht erneut unter Berücksichtigung der Neuregelungen vorgenommen werden muss (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 28)

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

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

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

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

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

2.3.1.2.2. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Als dann 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 02.04.2012 dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die übermittelte Liste der Amtlichen Gemeindeschlüssel des Versorgungsgebiets (AGS-Liste), die im Falle der Teilversorgung einzelner AGS übermittelten relevanten Versorgungsgrenzen sowie die Abbildung des Versorgungsgebietes 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/Consnetec/ite beschrieben. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht.

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

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

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

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 Wegenutzungsrechts 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.

Der Vortrag des Netzbetreibers, für ihn hätte ebenfalls eine Abschätzung der Parameter für Leitungen außerhalb seines Konzessionsgebietes vorgenommen werden müssen, geht fehl. Denn eine Schätzung nach § 30 ARegV kommt nur dann in Betracht, wenn keine oder offenkundig unzutreffende Daten vorliegen. Da für den Netz-

betreiber 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_1) gleichmäßig abzubauenen 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 innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,2 * t$.

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

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

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

verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

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

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2017) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2015 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs.3 S.1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtsindex 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	102,31²
2012	104,10
2013	106,14
2014	108,22
2015	110,34

¹ Die Berechnung erfolgt mit sieben Nachkommastellen.

² Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

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.

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.).

³ Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

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 27.03.2012 einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV in Höhe von 1 % der standardisierten Kapitalkosten für das Kalenderjahr 2013 der Regulierungsperiode gestellt. [REDACTED]

Dem Antrag wird in der Höhe stattgegeben, wie sie **Anlage III** in Verbindung mit **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen Zelle D54** zu entnehmen ist.

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

Die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages erfolgt gemäß § 25 Abs.2 ARegV auf der Grundlage der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten. Die Grundlage für die Standardisierung sind hierbei gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV die Gesamtkosten des Netzbetreibers die ge-

mäß § 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 abzulehnen. Nach dem eindeutigen Wortlaut von § 34 Abs. 4 S. 1 ARegV ist § 25 ARegV 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 Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

2.9. Qualitätselement nach § 19 ARegV

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Q_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** beschrieben. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die zweite Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Die Höhe der zu berücksichtigenden Zu- oder Abschläge ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E98 bis I 98** zu entnehmen.

III. 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 ausdrücklich 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 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 29.07.2014

Vorsitzender



Helmut Fuß

Beisitzer



Roland Naas

Beisitzer



Anne Zeidler

Die folgenden Anlagen

A 1 „Kalenderjährliche Erlösobergrenzen“

A 2 „Effizienzvergleich“

enthalten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und sind somit nicht zur Veröffentlichung enthalten.

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	=	Annuität der Anlagengruppe i
TNW_i	=	Tagesneuwert der Anlagengruppe i
q	=	1 + Zinssatz
n_i	=	Nutzungsdauer der Anlagengruppe 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.

Die folgenden Anlagen

A III „Vergleichbarkeitsrechnung gem. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV“

A IV „Überleitung der Gesamtkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gem. § 11 Abs. 2 ARegV“

A V „Aufwandsparameter gem. § 14 ARegV“

enthalten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und sind somit nicht zur Veröffentlichung enthalten.

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	3
2.1.1.2.	Zulässige Erlöse 2010	4
2.1.2.	Erzielbare Erlöse	17
2.2.	Differenz aus vorgelagerten Netzkosten.....	18
2.3.	Differenz aus volatilen Kostenanteilen.....	19
2.4.	Differenz zwischen den für das Kalenderjahr entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.....	19
3.	Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode	20
3.1.	Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2011	20
3.2.	Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge.....	21
3.3.	Berechnung der Zu- und Abschläge.....	24

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.

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 (BK9-08/863) eine kalenderjährliche Erlösobergrenze für das Jahr 2009 erstmalig festgelegt.

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 Erlösbergrenzen der ersten Regu-
lierungsperiode berücksichtigt und sind damit in den ausgewiesenen festgelegten Erlösber-
grenzen 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.

Damit ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 auf die von der Beschlusskam-
mer festgelegte kalenderjährliche Erlösbergrenze des Jahres 2009 abzustellen.

Weiterhin wurde zum 01.01.2009 die kalenderjährliche Erlösbergrenze mit Aktenzeichen
BK9-09/1019 gemäß § 26 ARegV vom 07.07.2014 neu festlegt. Eine detaillierte Aufgiede-
rung der Erlösbergrenze findet sich in Anlage R2. Die in Anlage R2 ausgewiesenen zuläs-
sigen Erlöse berücksichtigt diese Neufestlegung. In der Anlage R1.2, wird die festgelegte
Erlösbergrenze des Jahres 2009 den diesbezüglichen Angaben des Netzbetreibers gegen-
übergestellt.

2.1.1.2. Zulässige Erlöse 2010

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösbergrenze
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 BK9-09/1019 vom 07.07.2014 die kalenderjährliche
Erlösbergrenze gemäß § 26 ARegV neu festlegt. Die in Anlage R2.1, Zelle G15 und H15
zulässigen Erlöse berücksichtigt diese Neufestlegung.

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 1 ARegV mitgeteilten zu-
lässigen Erlöse des Jahres 2010 geprüft.

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

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

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2010 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamindexes nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex 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.

Bei der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2010 aufgrund einer Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 11 ARegV ist gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen. Maßgeblich sind somit für die Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2010 die im Geschäftsjahr 2008 entstandenen Kosten. Das Geschäftsjahr 2008 bildet jedoch die zum 01.01.2009 und zum 01.01.2010 erfolgten Netzübergänge nach § 26 Abs. 2 ARegV nicht ab. Aus diesem Grund mussten die im Geschäftsjahr 2008 beim Netzbetreiber entstandenen

dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten den von den Netzübergängen betroffenen Parteien zugeteilt werden.

Die Überprüfung der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2010 erfolgte deshalb in zwei Schritten. Grundlage der Überprüfung waren dabei je dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenart im Sinne § 11 Abs. 2 ARegV die im Geschäftsjahr 2008 entstandenen Kosten der E.ON Hanse AG. Diese wurden entsprechend den Vorgaben des § 11 Abs. 2 ARegV von der Beschlusskammer überprüft. [REDACTED]

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2010 waren aus Sicht der Beschlusskammer zu berücksichtigen:

Betriebssteuern

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Betriebssteuern vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und vor dem Hintergrund des Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt.

Der der Hamburg Netz GmbH übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1021 angezeigten Wert. Der der Schleswig-Holstein Netz AG übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1020 vom 07.07.2014 angezeigten Wert.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

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) berücksichtigt.

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen wor-

den 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.

[REDACTED]

Die Beschlusskammer hat aus Gründen der Verhältnismäßigkeit die vom Netzbetreiber im Rahmen der Überleitungsrechnung zur erstmaligen Ermittlung der Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV fälschlicherweise als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifizierte Kosten für die Dauer der Regulierungsperiode auf den in der Überleitungsrechnung ausgewiesenen Betrag festgeschrieben.

Im Einzelnen hat die Beschlusskammer die in nachstehender Tabelle aufgeführten Kostenänderungen aufgrund des Nichtvorliegens einer entsprechenden Betriebsvereinbarung nicht anerkannt, da deren Anpassung gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 ARegV nicht zulässig ist.

Grundlage für die Prüfung waren die beim Netzbetreiber im Geschäftsjahr 2008 angefallenen Kosten [REDACTED]. In nachstehender Tabelle sind die nicht anerkennungsfähigen Kostenveränderungen dargestellt.

Bezeichnung	Kosten Geschäftsjahr 2006 [EUR]	Kosten Geschäftsjahr 2008 [EUR]	Kosten- veränderung [EUR]

Die Beschlusskammer hat sodann bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Personalzusatzkosten vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und im Rahmen des Netzübergangs mit der Schleswig Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt.

Der der Hamburg Netz GmbH übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1021 angezeigten Wert. Der der Schleswig-Holstein Netz AG übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1020 vom 07.07.2014 angezeigten Wert.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]
[REDACTED]

Betriebs- und Personalratstätigkeit

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und vor dem Hintergrund des Netzübergangs mit der Schleswig Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt.

Der der Hamburg Netz GmbH übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1021 angezeigten Wert. Der der Schleswig-Holstein Netz AG übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1020 vom 07.07.2014 angezeigten Wert. Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

Berufsausbildung und Weiterbildung

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und vor dem Hintergrund des Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED]

Der der Hamburg Netz GmbH übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1021 angezeigten Wert. Der der Schleswig-Holstein Netz AG übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1020 vom 07.07.2014 angezeigten Wert. Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

Baukostenzuschüsse/Netzanschlusskostenbeiträge

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Erlösen aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und vor dem Hintergrund des Netzübergangs mit der Schleswig Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt.

Der der Hamburg Netz GmbH übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1021 angezeigten Wert. Der der Schleswig-Holstein Netz AG übertragende Betrag entspricht dem im Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1020 vom 07.07.2014 angezeigten Wert.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

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.

Der berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

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.

Der berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

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 berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

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.

2.1.1.2.8. 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 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.

2.1.1.2.9. 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.

2.1.1.2.10. 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 kalen-

derjährlichen 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.

Bei der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2011 aufgrund einer Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 11 ARegV ist gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV jeweils auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen. Maßgeblich sind somit für die Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2011 die im Geschäftsjahr 2009 entstandenen Kosten. Das Geschäftsjahr 2009 bildet jedoch die zum 01.01.2009 und zum 01.01.2010 erfolgten Netzübergänge nach § 26 Abs. 2 ARegV nicht vollständig ab. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Kosten, die die Hamburg Netz GmbH betreffen, im Geschäftsjahr 2009 noch bei der E.ON Hanse AG angefallen sind.

Die Überprüfung der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2011 erfolgte deshalb in zwei Schritten. Grundlage der Überprüfung waren dabei je dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenart im Sinne von § 11 Abs. 2 ARegV die im Geschäftsjahr 2009 entstandenen Kosten der E.ON Hanse AG. Diese wurden entsprechend den Vorgaben des § 11 Abs. 2 ARegV von der Beschlusskammer überprüft. [REDACTED]

[REDACTED] Sodann wurden die im Rahmen des Netzübergangs mit dem aufnehmenden Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG übertragenen Beträge beim Netzbetreiber in Abzug gebracht.

Die Überprüfung hinsichtlich der der Hamburg Netz GmbH zugeordneten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erfolgte für die Ermittlung der zulässigen Erlöse des Jahres 2011 unmittelbar für diesem Netzbetreiber. Für diesen Zweck waren die für die Hamburg Netz GmbH bei E.ON Hanse angesetzten Kosten nach Vornahme der Überprüfung durch die Beschlusskammer abzuziehen.¹

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2011 waren aus Sicht der Beschlusskammer zu berücksichtigen:

Betriebssteuern

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Betriebssteuern vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an die-

¹ Die Überprüfung der für Hamburg Netz GmbH angesetzten Kosten erfolgt direkt bei diesem Netzbetreiber.

sen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt. Der für die Hamburg Netz GmbH entstandene und zugerechnete Betrag [REDACTED]

Der der Hamburg Netz GmbH zugerechnete Betrag entspricht dem im Rahmen der Meldung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze 2011 geprüften Wert von der Beschlusskammer.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]
[REDACTED]

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) 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.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Die Beschlusskammer hat aus Gründen der Verhältnismäßigkeit die vom Netzbetreiber im Rahmen der Überleitungsrechnung zur erstmaligen Ermittlung der Aufwandsparameter nach § 14 ARegV fälschlicherweise als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifizierte Kosten für die Dauer der Regulierungsperiode auf den in der Überleitungsrechnung ausgewiesenen Betrag festgeschrieben.

Im Einzelnen hat die Beschlusskammer die in nachstehender Tabelle aufgeführten Kostenänderungen aufgrund des Nichtvorliegens einer entsprechenden Betriebsvereinbarung nicht anerkannt, da deren Anpassung gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 ARegV nicht zulässig ist.

Grundlage für die Prüfung waren die beim Netzbetreiber im Geschäftsjahr 2009 angefallenen Kosten [REDACTED]. In nachstehender Tabelle sind die nicht anerkennungs-fähigen Kostenveränderungen dargestellt.

Bezeichnung	Kosten Geschäftsjahr 2006 [EUR]	Kosten Geschäftsjahr 2009 [EUR]	Kosten-Veränderung [EUR]
[REDACTED]			

Die Beschlusskammer hat sodann bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Personalzusatzkosten vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Hamburg Netz GmbH einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] und im Rahmen des Netzübergangs mit der Schleswig Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt.

Der der Hamburg Netz GmbH zugerechnete Betrag entspricht dem im Rahmen der Meldung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze 2011 geprüften Wert von der Beschlusskammer.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]
[REDACTED]

Betriebs- und Personalratstätigkeit

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt. Der für die Hamburg Netz GmbH entstandene und zugerechnete Betrag [REDACTED] Der der Hamburg Netz GmbH zugerechnete Betrag entspricht dem im Rahmen der Meldung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze 2011 geprüften Wert von der Beschlusskammer.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

Berufsausbildung und Weiterbildung

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt. Der für die Hamburg Netz GmbH entstandene und zugerechnete Betrag [REDACTED] Der der Hamburg Netz GmbH zugerechnete Betrag entspricht dem im Rahmen der Meldung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze 2011 geprüften Wert von der Beschlusskammer.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

Baukostenzuschüsse/Netzanschlusskostenbeiträge

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung der zu berücksichtigenden Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen vor dem Hintergrund des o.g. Netzübergangs mit der Schleswig-Holstein Netz AG einen an diesen Netzbetreiber übertragenden Betrag [REDACTED] berücksichtigt. Der für die Hamburg Netz GmbH entstandene und zugerechnete Betrag [REDACTED] Der der Hamburg Netz GmbH zugerechnete Betrag entspricht dem im Rahmen der Meldung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze 2011 geprüften Wert von der Beschlusskammer.

Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]

2.1.1.2.11. 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.

Der berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

2.1.1.2.12. 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.

Der berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

2.1.1.2.13. 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 berücksichtigte Betrag ergibt sich aus dem Beschluss nach § 26 Abs. 2 ARegV BK9-09/1019 vom 07.07.2014.

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

2.1.1.2.15. Weitere Bestandteile der Erlösbergrenze

Weitere Bestandteile der Erlösbergrenze, 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 Verprobenrechnung 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.

Mit Schreiben vom 23.02.2011 hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber die Differenzbeträge des Jahres 2009 ermittelt, die auf dem Regulierungskonto für das Jahr 2009 verbucht wurden. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 08.11.2011 mitgeteilt, dass aus seiner Sicht hierzu kein Korrekturbedarf besteht.

[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
Hinsichtlich der erzielbaren Erlöse hat die Beschlusskammer für einen Übergangszeitraum bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode die vom Netzbetreiber mit Email vom 05.11.2013 [REDACTED]

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.

Bei der Ermittlung der in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätze waren die auf die aufnehmenden Netzbetreiber Hamburg Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG übertragenden Beträge zu berücksichtigen. Für den Netzbetreiber verbleibt dadurch ein für 2009 zu berücksichtigender Betrag [REDACTED] für 2010 ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED] und für 2011 ein zu berücksichtigender Betrag [REDACTED]
[REDACTED]

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. 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.

[REDACTED]

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 ermittelte 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 durch-

geführt 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 4,09 %, für das Jahr 2010 3,80 % und für die folgenden Jahre 3,58 %.

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.

Die Beschlusskammer hat bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands zum 01.01.2010 dem Netzübergang nach § 26 Abs. 2 ARegV an die Schleswig-Holstein Netz AG in der Weise Rechnung getragen, dass vom für das Jahr 2009 ermittelten Jahresendbestand nach Verzinsung ein Betrag [REDACTED] Anfangsbestand für die Schleswig-Holstein Netz AG zu berücksichtigen war. Für den Netzbetreiber verbleibt damit ein zu berücksichtigender Endbestand zum 31.12.2009 bzw. Anfangsbestand zum 01.01.2010 [REDACTED]. Der berücksichtigte Betrag entspricht dem verzinsten vom Netzbetreiber am 08.03.2011 mitgeteilten Betrag.

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2011 kann ebenfalls der Anlage R1.1, Zelle F21 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 abgeschlossen Kalenderjahres zurück, so besteht ein Wahlrecht für den Netzbetreiber, seine Entgelte nach § 17 ARegV anzupassen.

Erzielt der Netzbetreiber somit Mehrerlöse 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 Mehrerlösen, 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 Mehrerlöse 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 Mehrerlöse, 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.

[REDACTED]

[REDACTED] Bei einem Zinssatz von 3,58 %² ergibt sich die in Anlage R1.1, Zelle G19 dargestellte Verzinsung.³

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

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

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED] Bei einem Zinssatz von 3,58% ergibt sich die in Anlage R1.1, Zelle G19 dargestellte Verzinsung für 2012.⁴

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.

² Eine Fixierung des Zinssatzes für zukünftige Jahre ist erforderlich, da in der Verordnung kein Anpassungsmechanismus während des Auflösungszeitraums vorgesehen ist.

³ [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

⁴ [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Die folgenden Anlagen

R 1.1 „Verzinsung und Auflösung des Regulierungskonto“

R 1.2 „Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV der Jahre 2009-2011“

R 2 „Übersicht angepasste Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV“

R 2.1 „Nachrechnung 2010“

R 2.2 „Nachrechnung 2011“

R 3 „Erzielbare Erlöse“

enthalten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und sind somit nicht zur Veröffentlichung enthalten.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde 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 zu Grunde 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 Wartungs- und Instandhaltungsleistungen durch Dritte (Ziffer 1.1.2.4.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen durch Dritte waren insgesamt [REDACTED]

[REDACTED]

I.

[REDACTED]

Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen durch Dritte können gem. § 4 Abs. 5a GasNEV maximal die Kosten sein, die anfallen, wenn der Netzbetreiber die Leistungen selbst erbringen würde. Diese sind notwendigerweise begrenzt in Höhe der hierfür in der GuV 2010 des Tätigkeitsbereichs „Gasverteilung“ enthaltenen Aufwendungen.

[REDACTED]

Der Netzbetreiber führt in der Stellungnahme vom 12.03.2012 weiter aus, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

1.2. Aufwendungen für Roh-, Hilfs-, Betriebsstoffe – Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffe

[REDACTED]

Entsprechend der unter 1.1 - I. beschriebenen Vorgehensweise wurden Istwerte aus der GuV 2010 für Aufwendungen für Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffe [REDACTED]

[REDACTED]

1.3. Aufwendungen für Differenzmengen (Ziffer 1.1.2.6.)

Aufwendungen für Differenzmengen stehen entsprechende Erlöse gegenüber. Die aufwandsgleichen Aufwendungen und Erlöse aus Differenzmengen werden daher stets neutralisiert. Differenzmengen sind gem. § 29 Abs. 6 GasNZV a.F. bzw. § 25 Abs. 3 GasNZV n.F. unmittelbar zwischen dem Netzbetreiber und den Transportkunden zu verrechnen, so dass Differenzmengen weder aufwands- noch erlöserhöhend zu berücksichtigen sind.

Die Beschlusskammer hat den angefallenen Aufwendungen für Differenzmengen daher Erlöse in gleicher Höhe gegenüber gestellt.

1.4. Fremdkapitalzinsen (Zinsen und ähnliche Aufwendungen) – Sonstiges (Ziffer 1.3.4.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Fremdkapitalzinsen waren [REDACTED]

[REDACTED]

1.5. Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag) – davon Sonstiges [Ziffer 1.4.3.]

Im Schreiben vom 12.03.2012 und im mündlichen Anhörungsgespräch am 17.04.2012 hat der Netzbetreiber dargelegt, dass die Kosten für [REDACTED]

[REDACTED]

1.6. 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.

Der Netzbetreiber hat den Aufwendungen für Konzessionsgaben Erlöse in gleicher Höhe entgegengesetzt.

1.7. Sonstige betriebliche Kosten, davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge (Ziffer 1.5.9.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten sonstigen betrieblichen Kosten – davon Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge waren [REDACTED]

Über die vom Netzbetreiber vorgenommene Hinzurechnung innerhalb der Überleitung GuV 2010 [REDACTED]

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.

1.8. Sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.13.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten sonstigen betrieblichen Kosten – davon Rechts- und Beratungskosten waren [REDACTED]

Aus den Ausführungen des Netzbetreibers vom 2.11.2011 geht hervor, dass u.a. in dieser Position [REDACTED]

[REDACTED]

1.9. Sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.14.)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten sonstigen betrieblichen Kosten – davon Sponsoring, Werbung und Spenden waren [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Auf die Rückfrage nach der inhaltlichen Zusammensetzung dieser Position teilte der Netzbetreiber mit Schreiben vom 2.11.2011 mit, dass es sich im Wesentlichen um Kosten [REDACTED]

[REDACTED]

Aus Sicht der Beschlusskammer ist diese Schlüsselung nicht sachgerecht, vielmehr wären anderen Tätigkeitsbereichen (z.B. Vertrieb) innerhalb des Gassektors höhere Kosten zuzurechnen als dem Netzbereich. Der wesentliche Zweck einer Homepage des Netzbetreibers ist die Darstellung der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten. Die Darstellung von werbenden Maßnahmen kann hingegen kostenrechnerisch keine Berücksichtigung finden. Werbemaßnahmen 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 natürliche Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb.

Auf der Homepage dargestellte Werbemaßnahmen und Endkundeninformationen, die den Großteil der Kosten für die Homepage ausmachen, sind insoweit dem Vertrieb zuzurechnen.

[REDACTED]

1.10. Sonstige betriebliche Kosten, davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.17)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten sonstigen betrieblichen Kosten – davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen waren [REDACTED]

Kosten, die unter dieser Kostenposition 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.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

1.11. Sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.19)

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten sonstigen betrieblichen Kosten – davon Sonstiges waren [REDACTED]

I.

Mit Schreiben vom 2.11.2011 erläutert der Netzbetreiber die Zusammensetzung dieser Position. Diese beinhaltet u.a. Kosten für folgende Sachverhalte:

Ifd. Nr.	Sachverhalt	angesetzte Kosten [EUR]
1)	[REDACTED]	[REDACTED]
●	[REDACTED]	[REDACTED]
●	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

Zu lfd. Nr. 1:

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]

Zu lfd. Nr. 2:

Die innerhalb des Dienstleistungsvertrags [REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Da Netzbetreiber in der Regel in Bezug auf den Gasverbrauch nicht in
Vertragsverhältnissen mit Endkunden stehen, sondern diese in der Regel in
Vertragsverhältnissen [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Zu lfd. Nr. 3:

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]

II.

Des weiteren wurde aus den Ausführungen des Netzbetreibers im Schreiben vom 9.11.2011 ersichtlich, dass in dieser Position Kosten in Zusammenhang mit [REDACTED] angesetzt wurden. [REDACTED] Solche Kosten sind nicht im Rahmen der Netzkostenermittlung berücksichtigungsfähig, da den entstandenen Kosten, Erlöse in gleicher Höhe entgegenstehen (siehe hierzu auch 1.3).

[REDACTED]

III.

Weiterhin ist aus dem Schreiben des Netzbetreibers vom 9.11.2011 ersichtlich, dass in dieser Position Kosten für [REDACTED] eingeflossen sind. Da nicht damit zu rechnen ist, dass diese Kosten periodisch wiederkehren, waren die im Rahmen [REDACTED]

IV.

Mit der erstmaligen Anwendung des BilMoG erfolgt u.a. eine erstmalige Zeitwertbewertung von [REDACTED] in nachfolgenden Geschäftsjahren findet dann - jährlich zum Bilanzstichtag - eine Bewertung des Deckungsvermögens zum jeweiligen Zeitwert statt.

[REDACTED]

[REDACTED]

Für die Bewertung dieses Sachanlagevermögens sieht der B2-Bogen des Erhebungsbogens bzw. Anlage 1 zur GasNEV eigene Anlagegruppen vor. [REDACTED]

[REDACTED]

Die Beschlusskammer hat aus diesem Grund die im B2-Bogen vom Netzbetreiber angegebenen Werte folgendermaßen erhöht:

Anlagengruppe	Zugangsjahr	Anschaffungs- /Herstellungskosten [€]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Die in Zusammenhang mit diesen Anlagen entstehenden kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen sind in Anlage 2.1-NB und Anlage 2.2-NB mit ausgewiesen Unter der Position immaterielle Vermögensgegenstände wurden hinsichtlich des Anfangsbestands ein Betrag [REDACTED] und hinsichtlich des Endbestands ein Betrag [REDACTED] im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung von der Beschlusskammer berücksichtigt. (vgl. Anlage 3-NB).

[REDACTED]

3. 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.

3.1. 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.

Netzbetreiber in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen können die Anschaffungs- und Herstellungskosten für Anlagegüter, deren Errichtung zeitlich vor ihrer erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark liegt alternativ anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermitteln (§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV).

Entscheidend bei der Ermittlung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Sachanlagevermögens ist, dass die hierzu herangezogenen (zeitnahen üblichen) Anschaffungs- und Herstellungskosten keine qualitativen Veränderungen aufweisen, da durch die Rückindizierung mithilfe der anwendbaren Preisindizes lediglich die reine Preisänderung herausgerechnet wird. Die Berücksichtigung von Anschaffungs- und Herstellungskosten, die mit einer qualitativen Aufwertung verbunden sind, würden deshalb zu einer Überbewertung der ermittelten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten führen.

Aus diesem Grunde ist bei der Ermittlung der Ausgangswerte des DDR-Altanlagevermögens von den Werten auszugehen, die in der DM-Eröffnungsbilanz ausgewiesen sind. Dies ergibt sich eindeutig aus dem Wortlaut des § 6 Abs.3 S.3 GasNEV:

*„Im Falle der Gasversorgungsnetze [...] können für jene Anlagegüter, deren **Errichtung** zeitlich vor ihrer **erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark** liegt, die Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Verwendung zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermittelt werden.“ **[Anmerkung: Hervorhebungen und Kürzung durch den Verfasser]***

§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nennt zwei mögliche Zeitpunkte als Referenz für die Bewertung des DDR-Altanlagevermögens. Es wird die „Errichtung“ und die „erstmalige Bewertung in Deutscher Mark“ erwähnt. Die „Errichtung“ scheidet jedoch ersichtlich als Bewertungszeitpunkt aus, da vielfach nicht einmal Näherungswerte des DDR-Sachanlagevermögens oder Informationen über die sonstige vorhandene Infrastruktur bekannt waren. Insoweit verbleibt die Zeitnähe zur erstmaligen Bewertung des Sachanlagevermögens in deutscher Mark als möglicher Referenzpunkt. Eindeutig wird in der Formulierung des § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nicht auf eine Zeitnähe der Bewertung des Sachanlagevermögens zu der erstmaligen Entgeltgenehmigung abgestellt und somit kein Gegenwartsbezug hergestellt. Hätte der Ordnungsgeber eine entsprechende Regelung treffen wollen, so wäre es ein Leichtes gewesen die Verordnung entsprechend unmissverständlich zu fassen:

*„[...] unter Verwendung **im Antragszeitpunkt** üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten [...]“ **[Anmerkung: Kürzungen und hervorgehobene Ersetzung durch den Verfasser!]***

Eine solche Formulierung hat der Ordnungsgeber aber gerade nicht gewählt, so dass ersichtlich nicht auf einen Gegenwartszeitpunkt abgestellt werden darf. Vielmehr soll die größtmögliche Zeitnähe zur tatsächlichen Erstellung des Anlagengutes gewährleistet werden.

Die DM-Eröffnungsbilanz enthält auf Basis der seinerzeit zeitnah ermittelten Tagesneuwerte und der handelsrechtlich angesetzten Nutzungsdauern Restwerte. Die Anschaffungs- und Herstellungskosten sind daher aus den den Restwerten zu Grunde liegenden Tagesneuwerten unter Heranziehung der anwendbaren Preisindizes umzurechnen.

Der Netzbetreiber hat im Tabellenblatt B.2 des eingereichten Erhebungsbogens Anlagegüter ausgewiesen, deren Errichtung zeitlich vor der erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark liegt. Im Tabellenblatt „A.1“ wird angegeben, dass die Anschaffungs- und Herstellungskosten dieser Anlagegüter nicht unter Verwendung zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt worden sind.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die ermittelten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Höhe nach den Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen, die sich in beschriebener Weise aus der DM-Eröffnungsbilanz ergeben. Dies setzt insbesondere voraus, dass bei der Ermittlung der Anschaffungs- und Herstellungskosten nach § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV keine qualitativen Veränderungen berücksichtigt wurden. Die Berücksichtigung qualitativer Veränderungen würde gegen die Vorgaben der GasNEV verstoßen. Die Beschlusskammer behält sich vor, die Ermittlung der Anschaffungs- und Herstellungskosten des DDR-Altanlagevermögens 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 für die Jahre vor 1991 nicht den sich in beschriebener Weise aus der DM-Eröffnungsbilanz ergebenden Werten entsprechen, wird sie von der in § 48 VwVfG normierten Möglichkeit der Rücknahme Gebrauch machen.

3.2. 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 ursprünglichen 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 beschrieben 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 „Kaufering“-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.)

Der Netzbetreiber hat keine Angaben zu etwaigen Netzkäufen gemacht. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass Netzkäufe der Netzbetreiber nicht erfolgt sind. Sie behält sich eine Rücknahme oder einen Widerruf der Festlegung der Erlösobergrenzen für den Fall vor, dass der Netzbetreiber in der Vergangenheit einen Netzkauf getätigt haben sollte.

3.3. 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 ermittelten 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 Mineralölerzeugnisse) (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 verkettet 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 Rohverbinderstücke 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 Mineralölzeugnisse) 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**.

3.4. 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.

3.4.1. 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 zu Grunde 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:

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

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i ($\text{Restnutzungsdauer}_i$) 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.

3.4.2. 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:

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

3.5. 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 zu Grunde 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 zu Grunde 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 zu Grunde gelegt.

3.6. 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 zu Grunde 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.

4. 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. Hierbei bilden grundsätzlich die handelsrechtlichen Bilanzwerte des Tätigkeitsabschluss die Grundlage für die weiterführenden Berechnungen im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Änderungen der handelsrechtlichen Bilanzwerte wie z.B. durch kalkulatorische Saldierungsvorgänge von Passiva und Aktiva sind grundsätzlich nicht zulässig und werden von der Beschlusskammer nicht anerkannt.

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, beträgt 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 wollte 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. 3 GasNEV geregelten Mittelwertbildung. Dies wäre nur dann der Fall, wenn der Verordnungsgeber, abweichend von § 7 Abs. 1 S. 3 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 zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich in **Anlage 4-NB**.

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

4.1.1. 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 zu Grunde zu legen. Die kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dann der Quotient aus dem so definierten *BNEK I* und dem *BNV I*.

4.1.2. 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)**.

4.1.3. 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. Außerdem 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.

4.1.3.1. Finanzanlagen

Finanzanlagen sind grundsätzlich nicht als berücksichtigungsfähig anzusehen, da kein Netzbetreiber für die Ausübung seines Geschäftsbetriebs zwingend Finanzanlagevermögen vorzuhalten braucht. Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da er 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.

[REDACTED]

4.1.3.2. Umlaufvermögen

Das angesetzte Umlaufvermögen ist [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] (siehe zu diesen Voraussetzungen BGH, Beschl. v. 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 20).

1. Voraussetzung für die Anerkennung von Umlaufvermögen ist gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass es betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich, ist.

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 nicht von vornherein von einer Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens ausgegangen werden kann.

Bei der Beurteilung der Betriebsnotwendigkeit ist weiter zu berücksichtigen, dass es sich beim Netzbetrieb regelmäßig um eine sehr kapitalintensive Wirtschaft handelt, die einer intensiveren Vorhaltung von liquiden Mitteln oder Forderungsbeständen nicht bedarf. Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist auch im Übrigen 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 Belastung der Netznutzer führen.

2. 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 insoweit keine Sparbuchfunktion. Zum Umlaufvermögen gehören vielmehr 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). Sollte die

Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen im Übrigen 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.

3. Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann [REDACTED] nicht – dies verdeutlicht bereits die Vorgabe einer kalkulatorischen Berechnung in § 7 Abs. 1 GasNEV - mit dessen bilanzieller Berücksichtigung im Rahmen des nach § 6b EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Das unveränderte Heranziehen von Bilanzwerten im Bereich des Umlaufvermögens ist auch aus dem Grund nicht sachgerecht, da es sich bei den Bilanzwerten um Bestandsgrößen – also um eine zeitpunktbezogene Momentaufnahme - zum jeweiligen Bilanzstichtag handelt. Die unveränderte Berücksichtigung dieser Stichtagswerte führte insoweit im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu kalkulatorischen Kosten, die bezogen auf ein vollständiges Jahr ermittelt werden. Für den Geschäftsbetrieb des Netzbetreibers ist jedoch grundsätzlich 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 – regelmäßig auf einem hohen Niveau befindet.

Aus der insoweit von der Bilanz abstrahierenden Betrachtung folgt zugleich, dass Kürzungen beim Umlaufvermögen grundsätzlich keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge haben. Dies ist auch deshalb folgerichtig, da in der Bilanz nicht einzelne Aktivposten bestimmten Passivposten zugeordnet sind. Eine Kürzung des Umlaufvermögens führt daher lediglich zu einer Kürzung des berücksichtigungsfähigen Eigenkapitals, nicht hingegen zu vermeintlich korrespondierenden Passivpositionen wie etwa den unverzinslichen Verbindlichkeiten (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45).

4. [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Die Beschlusskammer geht im Grundsatz davon aus, dass der Netzbetreiber jedenfalls Umlaufvermögen in Höhe von 1/12 eines Jahresumsatzes vorzuhalten hat. In die Betrachtung wird insoweit maßgeblich mit einbezogen, dass der Netzbetreiber regelmäßig

monatliche Zahlungsströme erhält. Bei der Bewertung der Jahresumsätze des Netzbetriebs wird auf die berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Netzkosten einschließlich der vorgelagerten Netzkosten abgestellt, wobei vorliegend beim Netzbetreiber eine gleichmäßige Verteilung der ansatzfähigen Umlaufvermögensbestände über die einzelnen vom Netzbetreiber angesetzten Positionen erfolgt.

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber zur Überzeugung der Beschlusskammer nachweisen

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Aus technischen Gründen erfolgt der Ausweis des anerkennungsfähigen Umlaufvermögens vollständig in der Position „Forderungen aus Lieferungen und Leistungen“.

Weiterhin hat der Netzbetreiber im Rahmen [REDACTED]

[REDACTED] Im

Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sind grundsätzlich die Bilanzwerte des Tätigkeitsabschlusses heranzuziehen. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Hinsichtlich der Anfangsbestände der Vorräte wurde die Unterposition [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Der Netzbetreiber hat diesbezüglich keine weiteren Informationen vorgebracht, die zur Berücksichtigung dieser Position im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung geführt hätte.

4.1.3.3. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Eine über die bilanziell zulässige hinausgehende Verrechnung von Schulden aus Altersvorsorgeverpflichtungen und Vermögensgegenständen, die zur Erfüllung dieser Schulden dienen, ist aus den o.g. Gründen nicht zulässig.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

4.1.3.4. Verzinsliches und unverzinsliches Fremdkapital sowie andere Rückstellungen

Die E.ON Hanse AG ist seit dem 1.1.2010 Netzbetreiber im verbleibenden Netzgebiet in Mecklenburg-Vorpommern und Nord-Brandenburg. Im Rahmen dieser Ausgliederung wurden für die Gesellschaften Ausgliederungsbilanzen zum 1.1.2010 erstellt. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Die Ausgliederungsbilanz wurde im Rahmen der Abspaltung der Netzteile Hamburg und Schleswig-Holstein im Hinblick auf die neuen Netzgesellschaften Hamburg Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG zum 1.1.2010 erstellt.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]

I. Verzinsliches Fremdkapital

Der Netzbetreiber gibt im B1- Bogen einen Bestand an verzinslichem Fremdkapital zum [REDACTED] [REDACTED]. In diesem Zusammenhang werden Fremdkapitalkosten [REDACTED] geltend gemacht, die im Basisjahr 2010 entstanden sind. Der [REDACTED] [REDACTED] entstammt aus der Ausgliederungsbilanz zum 1.1.2010.

Die Beschlusskammer hat diesbezüglich einen Anfangsbestand [REDACTED] im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt.

[REDACTED]

Zudem teilt der Netzbetreiber im Schreiben vom 2.11.2011 mit, dass hinter dem Fremdkapitalbestand in der Bilanz zum 31.12.2010 [REDACTED]

Die Beschlusskammer hat somit einen Bestand an verzinslichem Fremdkapital zum 31.12.2009 [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]

Durch diese Vorgehensweise korrespondiert der anerkannte Fremdkapitalaufwand auch mit den im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigenden Kapitalpositionen.

II. Unverzinsliche Verbindlichkeiten

4.1.4. Betriebsnotwendiges Vermögens 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)**.

4.2. **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)**.

4.3. 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.

4.4. 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)**.

4.5. 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- Anleihen von Anleihen der Pfandbriefe Unternehmen öffentlichen (Nicht-MFIs) 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	4,6	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
Ø 10 Jahre	3,8	4,9	3,7	4,19

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

4.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde 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

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

Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4-NB (Zelle C33)**.

5. 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.

6. Kostenmindernde Erlöse und Erträge gemäß § 9 Abs. 1 GasNEV**6.1. Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen / Erträge aus liquiden Mitteln**

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.

[REDACTED]

6.2. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

Korrespondierend zur Kürzung des Finanzanlagevermögens („sonstigen Ausleihungen“) hat die Beschlusskammer die damit korrespondierenden „Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens“ [REDACTED]

6.3. Konzessionsabgabe

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.

Die folgenden Anlagen

Anlage 1-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Netzkosten“
Anlage 2.1-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Kalkulatorische Abschreibungen“
Anlage 2.2-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens“
Anlage 3-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Betriebsnotwendiges Vermögen I / Betriebsnotwendiges Eigenkapital I“
Anlage 4-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 GasNEV“
Anlage 5-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Kalkulatorische Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV“
Anlage 6-NB	„Bestimmung des Ausgangsniveaus für die 2. Regulierungsperiode gem. § 6 Abs. 1 ARegV – Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalk. Restwerte und kalk. Abschreibungen des Sachanlagevermögens“

enthalten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und sind somit nicht zur Veröffentlichung enthalten.