



Beschluss

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

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

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

durch den Vorsitzenden	Helmut Fuß,
den Beisitzer	Dr. Jörg Mallossek
und den Beisitzer	Roland Naas,

gegenüber der bayernets GmbH, Poccistraße 7, 80336 München, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 09.12.2013 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017 gemäß **Anlage A1 Kalender-jährliche 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.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV 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

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, ABI. 08/2011, S. 1438 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber [REDACTED] mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben [REDACTED] gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben [REDACTED] 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 Umlaufsrenditen.

2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

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 [REDACTED] 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.

Bei Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Dritte (Pachtverhältnisse) anfallende und in Verpächterbögen erfasste Kosten oder Kostenbestandteile wurden von der Beschlusskammer kostenartenscharf in die Überleitungsrechnung des Pächters integriert, und die für diese Aufwendungen in der Überleitungsrechnung des Pächters bestimmte Kostenposition Ziffer „1.1.2.2. - Aufwendungen für überlassene Netzinfrastuktur“ wurde auf Null gesetzt, sofern der Kostenprüfung für das jeweilige Pachtverhältnis ein separater Erhebungsbogen zu Grunde gelegt wurde.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben [REDACTED] 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 Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 12.07.2011 (BK9-11/604, ABl. 15/2011, S.2694 ff.) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte 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 [REDACTED] 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 übermittelt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben [REDACTED] eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt ermittelte Werte zur Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte als Gesamttaggregat für den FNB, zur Anzahl der redundanten Punkte als Gesamttaggregat für den FNB, zur Netzhöchstlast als Summe der Werte der Teilnetze, zum Transportmoment als Summe der Werte der Teilnetze, zum Rohr(leitungs)volumen als Gesamttaggregat für den FNB, zur Rohrleitungs(mantel)fläche als Gesamttaggregat für den FNB, zur Polygonfläche als Summe der Werte der Teilnetze, zur mengengewichteten mittleren Druckdifferenz als mengengewichteter Mittelwerte der Werte der Teilnetze, zum mengengewichteten mittleres Druckniveau als mengengewichteter Mittelwert der Werte der Teilnetze sowie die zur mittleren Transportentfernung als mengengewichteter Mittelwert der Werte der Teilnetze. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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.

Mit Schreiben [REDACTED] wurde dem Netzbetreiber eine Datenquittung 2.1. übersandt, die mit Schreiben [REDACTED] (Aktualisierung Datenquittung 2.1) nochmals aktualisiert wurde, die dann alle im Nachgang zur zweiten Datenquittung angemeldeten Änderungen enthielt. Auch hierzu erhielt der Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Am 05.07.2012 fand in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Informationsveranstaltung für die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs.3 S.10 ARegV und der Ausgestaltung der Methoden nach § 12 Abs.1 S.2 ARegV statt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 02.08.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin vier Stellungnahmen eingegangen. Am 28.09.2012 fand darüber hinaus in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur eine Konsultation der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs.3 S.10 ARegV und der Ausgestaltung der Methoden nach § 12 Abs.1 S.2 ARegV statt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 19.10.2012 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin 11 Stellungnahmen eingegangen.

Im Hinblick auf die **Heterogenität der Stichprobe** wird vorgetragen, nicht absolute Kosten, sondern relative Kosten/Strukturparameter-Kennzahlen seien zur Beurteilung des Heterogenitätsgrades heranzuziehen. Vereinzelt wird angemerkt, die Netze unterschieden sich quantitativ erheblich in den von der Behörde vorgestellten Vergleichsparametern, insbesondere bei der Netzlänge und den Netzanschlusspunkten. Die zu vergleichenden Unternehmen hätten unterschiedliche Versorgungsaufgaben. Ehemals regionale Fernleitungsnetzbetreiber und ehemals überregionale Fernleitungsnetzbetreiber hätten funktionell unterschiedliche Ausrichtungen.

Zur **ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse** wird von einem Unternehmen Stellung genommen. Die Eignung der Modellnetztypen zur Beschreibung der sehr unterschiedlichen Transport- und Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber könne nicht beurteilt werden, da bislang verbale Erläuterungen bzw. grafische Darstellungen fehlten. Die Parametervariation „zusätzliche Lastverteilung auf ASP“ sei ebenso unklar wie auch die Generierung der Datensätze für die Modellnetzanalyse. Eine Versorgung ohne Verdichtereinsatz zu modellieren sei methodisch fraglich. Die Beschreibung der Vorgehensweise bei der Substitution von Verdichter- und Leitungskosten zeige nicht die Sensitivität der beiden verwendeten Variablen „Verdichterleistung“ und „mengengewichtete Druckdifferenz“. Sofern freie Substituierbarkeit von Rohrleitungsvolumen und Verdichterleistung unterstellt würde, berücksichtige dies nicht, dass ältere Netze aufgrund des früher technisch bedingten niedrigeren Rohrvolumens systematisch verstärkt Verdichterleistung einsetzen.

Die **Datenbasis** betreffend wird vielfach kritisiert, dass die Analysen auf Basis der (ungeprüften) Datenquittung 2.0 erfolgt sind. Eine Überprüfung der Datenqualität insbesondere der in Anlage F2 der BNetzA-Datenerhebung abgefragten Daten sei zwingend erforderlich.

Im Hinblick auf die **Auswahl der Vergleichsparameter** wird vielfach gefordert, die Ergebnisse der Modellnetzanalyse über kostentreibende Parameter zwingend hinsichtlich ihrer Eignung in einem Effizienzvergleich unter Anwendung der DEA-Methode auf Basis der tatsächlichen Unternehmensdaten zu prüfen. Allerdings sei eine Korrelationsanalyse aufgrund der kleinen Stichprobengröße nur begrenzt belastbar. In der Konsultation seien zudem Unstimmigkeiten im Hinblick auf das Druckniveau bzw. den Kehrwert des Druckniveaus offenkundig geworden. Ferner sei eine Vorabprüfung erforderlich, ob nicht einzelne Unternehmen einen maßgeblichen (relativen) Vorsprung in einer Dimension haben und somit für andere Unternehmen einen zu strengen Vergleichsmaßstab setzen. Um die Eignung von Parametern, insbesondere der „konstruierten Indikatoren“ Transportmoment und Transportmomentfläche zu überprüfen, seien Peer- und Verfolgeranalysen und eine Analyse der Output-Gewichte erforderlich. Vereinzelt wird kritisiert, dass der Vermaschungsgrad und damit die Flächenversorgungsaufgabe durch die Auswahl der Vergleichsparameter ausgeblendet wird. Zudem werde der Versorgungssicherheit durch die Parameterauswahl nicht hinreichend Rechnung getragen. Die strukturelle Vergleichbarkeit der

Unternehmen (§ 13 Abs. 3 S. 8 ARegV) sei durch die bislang ausgewählten Vergleichsparameter nicht gegeben.

Zur Ausgestaltung des möglichen Vergleichsparameters „**Transportmoment**“ sind zahlreiche Einzelanmerkungen abgegeben worden. Es wird darauf hingewiesen, dass Lastflüsse an marktgebietsinternen Ein- und Ausspeisepunkten sachgerecht zugeordnet werden müssen. Eine Bruchteilskorrektur der einbezogenen Gasflüsse sei geboten, um Verzerrungen durch temporär überproportionale Nutzungen auszuschließen. Die volumetrische Betrachtung reiche nicht aus, der Energiegehalt des Gases als exogener Faktor sei zu berücksichtigen wie auch die Benutzungsstruktur bzw. der Lastfaktor, also die Versorgungsaufgabe hinsichtlich ihres zeitlichen Verlaufs. Auslegungsrelevant könnten auch allein „Frei Zuordenbare Kapazitäten“ sein; alle allein hierauf zurückzuführenden Investitionen oder Lastflusszusagen würden durch die „Last“ nicht erklärt. Ein stabileres und sachgerechteres Transportmoment sei durch die Berechnung der Summentransportmomente auf Basis von Stundendaten [m^3/h] über ein gesamtes Jahr von allen Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten erreichbar. Ein Vergleichsparameter „Wurzeltransportmomentfläche“ benachteilige eng vermaschte Leitungsnetze, da unterstellt werde, dass bei einer Variation der Stundenlast und einer Variation der Transportentfernung ähnliche Kostenveränderungen resultieren. Von einem Fernleitungsnetzbetreiber wird vorgetragen, dass die Berechnungsmethodik noch nicht vollständig nachvollziehbar sei. Von einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber wurde kritisiert, dass bei der Berechnung des Transportmoments die Kapazität der weiterführenden Leitung, die Druckstufen, die Notwendigkeit einer komplexeren Netzsteuerung aufgrund des starken Vermaschungsgrades sowie tatsächliche Leitungswegstrecken nicht berücksichtigt werden. Zudem begünstige die Minimierungsfunktion Netze mit niedrigem Vermaschungsgrad. Auch werde die Qualität der zur Verfügung gestellten Kapazität nicht berücksichtigt, sofern das Transportmoment auf Basis maximaler Stundenflüsse ermittelt wird.

Einem möglichen Vergleichsparameter „**konvexe Polygonfläche**“ wird von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern die Sachgerechtigkeit bestätigt, allerdings von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern auch kritisch angemerkt, dass eine konkave Fläche die Versorgung mit Gas in der Fläche besser abbildet als eine konvexe Polygonfläche. Die konvexe Polygonfläche berücksichtigt den Vermaschungsgrad nicht.

Im Hinblick auf die Dimension **„Granularität der Versorgungsaufgabe“** wird ver einzelt angemerkt, hierfür auf die korrigierte Anzahl der NAP/NKP abzustellen sei grundsätzlich ein gangbarer Ansatz, da historisch gewachsene Fernleitungsnetz- betreiber auch regionale Versorgungsaufgaben übernehmen. Ein anderer Fernlei- tungsnetzbetreiber trägt vor, diese Dimension bilde eine gaswirtschaftliche Leistung ab, die nicht primäre Aufgabe eines Fernleitungsnetzbetreibers sei; die Transport- aufgabe stehe im Vordergrund. Es wird zudem von einem Fernleitungsnetzbetreiber kritisch angemerkt, dass nur ein Parameter zur Abbildung der Granularität zur Verfü- gung stehe. Zudem werde die kostentreibende Wirkung der NAP/NKP Wirkung allein qualitativ hergeleitet; auf Basis realer Kostendaten sei dieser Zusammenhang (Korre- lation) nicht ersichtlich. Es sei zumindest zwingend eine Gewichtung, z.B. mit dem maximalen Gasfluss, erforderlich. Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, die Fläche des Korridors um die Leitungen könne die Granularität besser abbilden. Dem Versorgungssicherheitsaspekt sei besser durch die Gesamtanzahl der technischen Ein- und Ausspeisepunkte Rechnung zu tragen. Des Weiteren wird angemerkt, der Vermaschungsgrad könne bspw. durch einen normierten Vergleichsparameters „NAP/NKP pro Leitungskilometer“ oder eine höhere Gewichtung der NAP/NKP be- rücksichtigt werden.

Auch zur möglichen Einbeziehung eines **„Druckparameters“** wird vielfach gefordert, dass die konkrete Berechnung und Skalierung des angestrebten Modellparameters transparent zu machen sei. Es sei unklar, wie mit negativen Druckdifferenzen umge- gangen werde. Die Einbeziehung eines Druckparameters wird grundsätzlich begrüßt, da die Verdichterleistung ein wesentlicher Aspekt der Transport- und Versorgungs- aufgabe eines Netzbetreibers sei. Kritisiert wird von einem Fernleitungsnetzbetreiber, dass betriebsbedingte Druckreduktionen (Erzeugung von Druckgefälle) in realen Netzen den von consentec im Rahmen der Modellnetzanalysen aufgestellten Hypo- these (niedriger Druckgradient korrespondiert mit hohen Kosten, hoher Druckgra- dient korrespondiert mit niedrigen Kosten) widersprechen. Es wird zudem vielfach auf das Erfordernis einer Entfernungsgewichtung hingewiesen, ungewichtet sei der Druckparameter größenunabhängig. Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, in einem Druckbereich von 60 bis 80 bar sei die Beschäftigung des Verdichters (in Stunden pro Jahr) entscheidend darüber, ob ein Leitungssystem ohne Verdichter oder eines mit Verdichtern günstiger sei. Der Druckparameter habe daher nicht für alle Modell-

typen dieselbe Aussagekraft. Von einem Fernleitungsnetzbetreiber wird daher die Aufnahme eines vierten Parameters angeregt, obwohl dies über die nach den Regeln der wissenschaftlichen Praxis zugelassene Anzahl dreier Parameter hinausgehe. Außerdem wird von einem Fernleitungsnetzbetreiber vorgetragen, dass die Druckdifferenz kein Indikator für die Kosteneffizienz, sondern ein Charakteristikum jener Fernleitungsnetzbetreiber sei, die insbesondere nachgelagerte Verteilernetze aufspeisen, bei denen hohe Druckgradienten somit eher Indiz einer effizienten Ausnutzung des Leitungsnetzes seien.

Zur **Ausgestaltung der in Anlage 3 ARegV aufgeführten Methoden** wird von den Fernleitungsnetzbetreibern insbesondere hinsichtlich der Belastbarkeit des Effizienzvergleichsmodells und der Transparenz der Effizienzvergleichsergebnisse Stellung genommen.

An das Effizienzvergleichsmodell seien erhöhte Anforderungen zu stellen, da die SFA nicht einsetzbar sei. Nur bei hinreichender Belastbarkeit sei der durch die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgende Grundrechtseingriff auch verfassungsgemäß.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, dass die Ergebnisse des ersten Effizienzvergleichs nunmehr lediglich überprüft würden, da der Abbau der im ersten Effizienzvergleich ermittelten Ineffizienzen gemäß § 16 Abs. 1 Satz 2 ARegV nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen sein müsse. Gesunkene Durchschnittseffizienzen oder größere Streuungen deuteten daher auf methodische Schwächen des Effizienzvergleichs hin, nicht aber auf tatsächlich gesunkene Effizienz. Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber weist auf die Variation der Effizienzergebnisse bei den Verteilernetzbetreibern hin und schließt daraus, dass die Anwendung nur einer Methode und die Einbeziehung deutlich weniger Vergleichsunternehmen noch unsichere Ergebnisse liefern müsse.

Alle Fernleitungsnetzbetreiber tragen vor, dass eine hohe Spreizung der Effizienzergebnisse auf eine unzureichende Modellspezifikation hindeutet. Angeregt wird, eine vergleichende Analyse der Effizienzwerte der alten Vergleichsgruppe mit denen der neuen Vergleichsgruppe für das Modell „Transportmoment, Polygonfläche, Anzahl Netzkopplungspunkte“ durchzuführen. Vor dem Hintergrund der Kontinuität und Nachhaltigkeit des Regulierungssystems seien deutliche Verschlechterungen des Effizienzwertes gegenüber denen des ersten Effizienzvergleichs nicht hinnehmbar.

Die Eignung des gesamten Verfahrens zur Ermittlung von Kostenineffizienzen sowie die in § 21 a EnWG geforderte Erreich- oder Übertreffbarkeit würde in Frage gestellt. Die im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode gesunkene Durchschnittseffizienz und insbesondere die stark gesunkenen minimalen Effizienzwerte erschienen angesichts des nur dreijährigen zeitlichen Abstands zwischen den beiden Vergleichen nicht plausibel.

Die hohe Sensibilität der DEA Methode bei kleinen Stichproben mache es zudem erforderlich, alle Modellkandidaten sorgfältig auf ihre Sachlogik, die Belastbarkeit der Ergebnisse sowie auf ihre Fehlerfreiheit zu überprüfen. Da das bei den ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreibern verwendete Modell von den Gutachtern als nicht geeignet eingestuft wird, werde offenbar, dass es nicht gelingt, die Unterschiede zwischen den Versorgungsaufgaben der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreibern und den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern in einem Effizienzvergleich sachgerecht zu erfassen. Eine Bestabrechnung für zwei verschiedene Modelle ist aus Sicht aller Fernleitungsnetzbetreiber ein angemessener Weg, um die Heterogenität der einbezogenen Unternehmen sowie die methodisch begrenzte Anzahl der Vergleichsparameter zu berücksichtigen.

Von allen Fernleitungsnetzbetreibern wird gefordert, dass der Gutachter offenlegt, wie viele Unternehmen in den jeweiligen Modellen 100% effizient sind und ob die durchschnittlichen Effizienzen inklusive oder exklusive der 100%-Effizienzwerte der Ausreißer gebildet wurden.

5. Anhörung des Effizienzvergleichsmodells und der beabsichtigten Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

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 [REDACTED] auf das Anhörungsschreiben der Beschlusskammer [REDACTED] zum Effizienzvergleich Stellung genommen.

6. Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen

Im Zuge der Anhörungen der Gasfernleitungsnetzbetreiber stellte sich heraus, dass die Berechnung von Polygonflächen und Transportmomenten im Rahmen des Effizienzvergleichs zur besonderen Berücksichtigung der Verbindung von NKP/NAP zu Teilnetzen fehlerbehaftet war und insofern nicht den in **Anlage A.KTA** beschriebenen Grundsätzen entsprach, so dass eine Neuermittlung der Teilnetzflächen erforderlich war (**Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung**).

Nach der Neuermittlung der Teilnetzflächen wurden unter Beibehaltung der Methodik die Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber neu bestimmt.

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

Gemäß der Festlegung der Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode hatte der Netzbetreiber jährlich zum 01. Januar die Anpassungen der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie die den Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV mitzuteilen. Ferner hatte er jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres die zur Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV notwendigen Daten mitzuteilen. Die Beschlusskammer hat auf dieser Basis die gemeldeten Anpassungen nach § 4 Abs. 3 ARegV überprüft und offene Fragen mit dem Netzbetreiber geklärt.

8. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 18.10.2013 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Dem Anhörungsschreiben war eine CD mit den aktualisierten Strukturparameter beigelegt, 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 ange-

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

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben [REDACTED] Stellung genommen. Hierin führt er aus, dass [REDACTED]
[REDACTED]

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

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

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

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

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs.1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 22 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 Erlös-

obergrenzen 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 ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI_t / VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV, ggf. das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos (S_t) nach § 5 Abs.4 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die zweite Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen 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 abge-

schlossenen 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 **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 (**Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zelle B66**).

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). Grund dafür ist, dass die Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den beantragten Kosten müssen Erträge 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).

Der Netzbetreiber ist marktgebietsaufspannender Netzbetreiber, ihm entstehen somit grundsätzlich keine vorgelagerten Netzkosten. In die Kostenposition „erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“

Kosten aus der Kostenwälzung Biogas aufgenommen.

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

Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen 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 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 Netz-

betreiber 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)

Fernleitungsnetzbetreiber können gemäß § 25 Abs.5 ARegV keinen pauschalierten Investitionszuschlag in Anspruch nehmen.

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

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

2.2.11. Kosten die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (S.3) – marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen

Die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur hat die Kosten für marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen auf Grund einer freiwilligen Selbstverpflichtung des Netzbetreibers für die Dauer der ersten Regulierungsperiode gemäß § 11 Abs.2 S.3 ARegV zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen erklärt. Die Festlegung der Beschlusskammer 7 entfaltet jedoch für die zweite Regulierungsperiode keine Wirkung mehr, so dass die Kosten für marktgebietskooperationsbedingte Lastflusszusagen für die zweite Regulierungsperiode nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 S.3 ARegV gelten, da diese bis zum 31.12.2012 befristet war.

2.2.12. Kalkulatorische Kapitalkosten

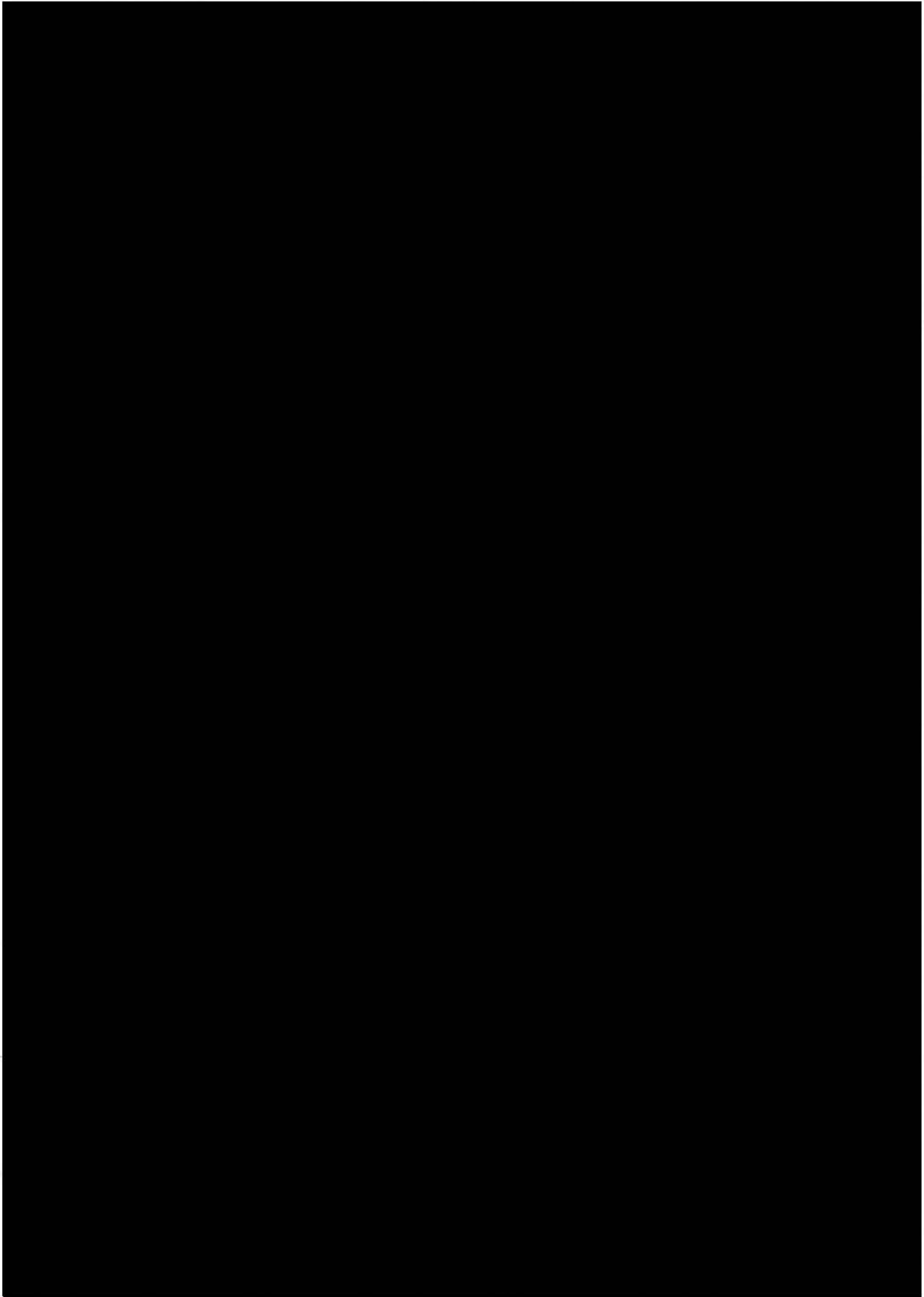
Kalkulatorische Kapitalkosten für Investitionen in Altanlagen gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs.2 ARegV.

2.2.13. 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:



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, Zellen D66 bis L 66** 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, Zellen E76 bis I76** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 und 22 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des Effizienzvergleichs nach § 22 Abs.3 S.1 bis 3 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften.

Die Bundesnetzagentur hat einen nationalen Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmen (§ 22 Abs.3 S.1 und 2 ARegV).

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 Effizienzvergleich wurde durch die Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben des § 12 Abs.2 bis 4a, § 13 Abs.1 und 3, § 14 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass es sich bei dem in § 22 Abs.3 S.3 ARegV fehlenden Verweis auf § 12 Abs.4a ARegV um ein redaktionelles Versehen handelt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse unter Verwendung analytischer Kostenmodelle ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs.4a ARegV) vorgenommen, indem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs.1 Nr.1 bis 3 i.V.m. Abs.2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs.1 Nr.1 und 2 ARegV) in die Effizienzanalyse mittels einer Data Envelopment Analysis (DEA) einfließen. Die nach § 13 Abs.3 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben gemäß § 12 Abs.4a S.2 ARegV dabei jeweils unverändert.

Zugunsten des Netzbetreibers wurde davon ausgegangen, dass das jeweilig beste Ergebnis der beiden Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (§ 22 Abs.3 S.3 i.V.m. § 12 Abs.4a S.3 ARegV).

Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.3 zu § 12 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 besonders hoher Effizienz erhielten einen Effizienzwert von 100 Prozent (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 S.2 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit einem niedrigen Effizienzwert von unter 60 Prozent wird hingegen ein Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent angesetzt (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 S.3 zu § 12 ARegV).

Methodische Grundlagen

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 a) zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode orientieren sich grundsätzlich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontier-Unternehmen).

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 § 21a Abs.5 S.4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-two“ wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich keine Orientierung am tatsächlich effizientesten Unternehmen 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, sofern sich ein Effizienzwert von weniger als 60 Prozent ergibt, ein Effizienzwert 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 erfolgen (§ 16 Abs.2 ARegV), durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Ab-

bau der ermittelten Ineffizienzen. 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).

Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)

Die SFA als parametrische, stochastische Methode ist nach Maßgabe des § 22 Abs.3 S.2 ARegV nicht zur Anwendung gekommen, da lediglich zwölf Unternehmen an dem Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber teilnahmen und somit keine ausreichende Datengrundlage für die Durchführung eines aussagekräftigen nationalen Effizienzvergleichs mittels SFA gegeben war.

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 Fernleitungsnetzbetreiber. 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 (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.4 zu § 12 ARegV).

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs.1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 12 Fernleitungsnetzbetreibern mit 13 Netzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 22 Abs.3 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage IV**). Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

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

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs.1 Nr.3 und Abs.2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

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

unter Berücksichtigung der Neuregelungen vorgenommen werden muss (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 28)

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

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung erfordert gemäß §§ 14 Abs.1 Nr.1 die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs.1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs.2 ARegV. In **Anlage V** ist die Ermittlung der Aufwandsparameter 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.3 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 topografi-

schen 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.

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 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 qualitativer und 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, insbeson-

dere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Um die Vergleichsparameter 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 von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert (Datenquittung 1.0). Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Die rechnerische Richtigkeit dieser ermittelten potenziellen Vergleichsparameter wurde von den Netzbetreibern bestätigt (Datenquittung 2.0 bzw. Datenquittung 2.1). Mit der abschließenden Anhörung der Erlösobergrenzen wurde dem Netzbetreiber die in den Effizienzvergleich eingebezogenen Strukturparameter mitgeteilt.

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

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs.3 S.7 ARegV eine Kostentreiberanalyse insbesondere unter Verwendung analytischer Kostenmodelle durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die DEA setzt methodisch eine Relation zwischen der Unternehmensanzahl und der Anzahl von Vergleichsparametern voraus, die eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse ermöglichen. Für die in den Effizienzvergleich einbezogenen zwölf Fernleitungsnetzbetreiber ist nach aktuellem Stand der Wissenschaft die Verwendung von maximal drei Vergleichsparametern gerechtfertigt.

Auf Grundlage der Gutachten und der Stellungnahmen der Netzbetreiber werden folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrleitungsvolumen (RV)
2. Polygonfläche (PolyF)
3. Anzahl der Netzanschlusspunkte

(bereinigt um redundante Netzanschlusspunkte) (NAP^b)

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers und eine Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in **Anlage A2 Effizienzvergleich**.

Die identifizierten Vergleichsparameter bilden mit der Netzausdehnung, der Bereitstellung von Transportkapazität sowie der Netzgranularität die Versorgungsaufgabe des Fernleitungsnetzbetreibers ab, also Anforderungen, die an ihn von außen herangetragen werden und denen sich der Fernleitungsnetzbetreiber nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (vgl. BGH EnVR 88/10).

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode (DEA) Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren. Es konnten anhand der F-Verteilung kein Ausreißer identifiziert werden.

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 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs.3 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparameter wurde kein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse

unter Berücksichtigung ohne Standardisierung der Aufwandsparameter wurden ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

2.3.1.2.4. Gutachten

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die in **Anlage A.KTA** und in **Anlage A.BM** sowie in **Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung** beigefügten Gutachten der Firma Consentec GmbH (Kostentreiberanalyse) sowie des Beraterkonsortiums bestehend aus der Firma Frontier Economics Ltd, der Technischen Universität Clausthal sowie der Firma Consentec GmbH (Effizienzvergleich) verwiesen.

2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers

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

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

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

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauenende 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 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, 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

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen E78 bis I78**.

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 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

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

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

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

Jahr	VPI_t / VPI_0
2013	2,31% ³
2014	4,10%
2015	6,14%
2016	8,22%
2017	10,34%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen, Zellen H13 bis H17**).

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

¹ Die Berechnung erfolgt mit sieben Nachkommastellen.

² Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

³ Siehe Anmerkungen im vorangegangenen Text.

der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t).

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

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

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

2.7. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Fernleitungsnetzbetreiber können gemäß § 10 Abs.4 ARegV keinen Erweiterungsfaktor (EF_t) in Anspruch nehmen.

2.8. 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 Re-

gulierungsperiode angewendet werden, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

2.9. volatile Kostenanteile nach § 5 Abs. 5 ARegV

Als volatile Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten nur dann als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nummer 4a festgelegt hat. Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten gelten nicht als volatile Kostenanteile. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 20.12.2012 (BK9-11/606) gelten Kosten für Lastflusszusagen ab dem 01.01.2013 als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs.5 ARegV.

Aufwendungen für den Eigenverbrauch bzw. die Beschaffung von Entspannungsenergie sind keine Treibgaskosten und werden daher nicht von § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV erfasst. Dies gilt auch, wenn diese Kosten zunächst gemeinsam erfasst und lediglich auf die einzelnen Kostenpositionen geschlüsselt werden. Denn eine Schlüsselung ist bei vielen Kostenpositionen des Ausgangsniveaus erforderlich; dies vermag nichts an der Qualifizierung der Kosten zu ändern.

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 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.

2.11. Umlage von Kosten einer Kapazitätsplattform gemäß § 12 GasNZV

Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 2 GasNZV sowie § 12 Abs. 2 S. 1 und 2 GasNZV können die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Primär- und Sekundärkapazitätsplattform (KP-Kosten) auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Die Umlage der KP-Kosten ist erstmalig zum 1.1.2013 möglich. Hierbei kann der Netzbetreiber die in den Kalenderjahren 2010 und 2011 entstandenen, anteiligen KP-Kosten berücksichtigen. Bei der Umlage von KP-Kosten in den folgenden vier Jahren der Regulierungsperiode sind ausschließlich die im Kalenderjahr t-2 entstandenen, anteiligen KP-Kosten heranzuziehen.

Die anteiligen KP-Kosten werden vom Fernleitungsnetzbetreiber auf der kalenderjährlichen Erlösobergrenze hinzugerechnet. Der Fernleitungsnetzbetreiber setzt die Erlösobergrenze zuzüglich der umgelegten KP-Kosten sodann in Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen um. Der Fernleitungsnetzbetreiber weist bei

der Veröffentlichung seiner Netzzugangsentgelte auf die enthaltenen Kostenbestandteile für die Errichtung und den Betrieb einer Kapazitätsplattform hin.

Mit seiner Meldung gemäß § 28 Nr. 1 und 3 ARegV übermittelt der Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die bei der Bildung Netzzugangsentgelte berücksichtigten KP-Kosten zu deren Prüfung in der Struktur und in dem Umfang der jeweiligen Erhebungsbögen.

Soweit die von der Bundesnetzagentur geprüften KP-Kosten von den durch den Fernleitungsnetzbetreiber bei der Bildung der Netzzugangsentgelte berücksichtigten KP-Kosten abweichen, wird diese Differenz auf dem Regulierungskonto des Fernleitungsnetzbetreibers verbucht.

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. Hierbei sind auch die Kosten für Kapazitätsüberlassungsverträge zu berücksichtigen. 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 I-VP1** (Kostendaten) nebst **Anlage 1-VP1** (Gesamtkosten), **Anlage 2.1- VP1** (kalk. Abschreibungen), **Anlage 2.2-VP1** (kalk. RBW), **Anlage 3-VP1** (BNV I), **Anlage 4- VP1** (kalk. EKVZ), **Anlage 5- VP1** (kalk. GewSt), **Anlage 6- VP1** (kalk. RBW + kalk. Abschreibungen)
- **Anlage II** (Beispielrechnung Kapitalkosten), **Anlage III** (Vergleichbarkeitsrechnung), **Anlage IV** (Überleitungsrechnung), **Anlage V** (Aufwandsparameter)
- **Anlage A.KTA** (Gutachten Kostentreiberanalyse Gasfernleitungsnetzbetreiber), **Anlage A.BM** (Gutachten Effizienzvergleich Gasfernleitungsnetzbetreiber), **Anlage Aktualisierung der Bildung von Teilnetzen und Transportmomentberechnung**
- **Anlage PI** (Preisindizes gem. § 6a GasNEV) und **Anlage EK-Zins § 7 Abs. 7 GasNEV**
- **Anlage R** nebst **Anlage R1.1.** (Saldo), **Anlage R1.2.** (Differenzbeträge), **Anlage R2** (Erlösbergrenze) inklusive **Anlage R2.1** (Nachrechnung 2010) und **Anlage R.2.2.** (Nachrechnung 2011) sowie **Anlage R3** (erzielbare Erlöse).

RECHTSMITTELBELEHRUNG

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

schrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 09.12.2013

Vorsitzender


Helmut Fuß

Beisitzer


Dr. Jörg Mallossek

Beisitzer


Roland Naas