

Festlegung der Erlösobergrenzen nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für die erste Regulierungsperiode bezogen auf das Gasverteilnetz.

Festlegung

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 ARegV

wegen: Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für Gasverteilernetz-betreiber

legt die Landesregulierungsbehörde des Landes Rheinland-Pfalz fest:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode gemäß Anlage 1.3 dieses Bescheides festgelegt.
2. Dem Antrag auf Gewährung eines pauschalierten Investitionszuschlags nach § 25 ARegV wird gemäß Anlage 8 stattgegeben.
3. Der Antrag auf Gewährung eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV wird abgelehnt.
4. Der Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze auf Grund eines Härtefalls § 4 Abs. 4 S.1 Nr. 2 ARegV wird abgelehnt.

Gründe

I.

Die Landesregulierungsbehörde hat gemäß § 2 der Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 - ARegV - (BGBl. I S.2529) von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet.

Zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers lagen der Landesregulierungsbehörde die Daten aus dem vorangegangenen Netzentgeltgenehmigungsverfahren nach § 23 a EnWG i.V.m GasNEV vor, darüber hinaus war die Abfrage weiterer Netzbetreiberdaten erforderlich.

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern erforderlich. Die erforderlichen Strukturdaten der Gasverteilnetzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 23.01.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 02/2008, S. 114 ff.) bis zum 28.03.2008 bei den Netzbetreibern erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten erfolgte durch den Netzbetreiber über das Webformular der Bundesnetzagentur. Hier konnte der Netzbetreiber auch nach dem Stichtag 28.03.2008 den aktuellen Stand seiner Strukturdaten einsehen und gegebenenfalls Änderungen vornehmen; diese wurden bis zur Durchführung des Effizienzvergleiches berücksichtigt.

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurde der Netzbetreiber aufgefordert der Regulierungsbehörde eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („Überleitungsrechnung“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen für jedes seiner Netzgebiete zu übermitteln. Die Überleitungsrechnung war ausgehend von den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kostenwerten auszufüllen. Die Netzbetreiber hatten die Möglichkeit, im Entgeltgenehmigungsverfahren nicht richtig zugeordnete Kostenbestandteile umzubuchen und so falsche Zuordnungen zu korrigieren. Des Weiteren wurde durch die Überleitungsrechnung der in den Kosten des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nach § 23a EnWG enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV abgefragt. Die vorgenommenen Umbuchungen waren von den Netzbetreibern mit laufenden Nummern zu kennzeichnen und zu erläutern. Die in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden von der Regulierungsbehörde auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Am 16.06.2008 wurden die Wirtschafts- und Verbrauchervertreter gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwertermittlung angehört. Des Weiteren wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV die Parameter für die Effizienzvergleiche der Verteilernetzbetreiber Strom bzw. Gas nach §§ 12 Abs. 1 und 13 Abs. 3, 4 ARegV dargestellt und die Wirtschafts- und Verbrauchervertreter hierzu angehört. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 25.06.2008 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 21 Stellungnahmen eingegangen. Darin wird vorgetragen, dass die Modellauswahl ausführlicher zu erläutern und die durchgeführte Studie so zeitnah wie möglich zu veröffentlichen sei. Auch sollten die unternehmensindividuellen Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten und die Datenplausibilisierung den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Es wurde des Weiteren vorgetragen, dass nur eine einmalige Bereinigung von Ausreißern durchgeführt wird; es müsse aber eine mehrfache Ausreißereliminierung erfolgen. Die betroffenen Wirtschaftsvertreter trugen weiter vor, dass die Ermittlung der Effizienz eines Netzbetreibers erst mit der Berücksichtigung von Besonderheiten des Netzbetreibers abgeschlossen sei, so dass eine Veröffentlichung der Effizienzwerte nach § 31 ARegV erst mit den nach § 15 ARegV bereinigten Effizienzen erfolgen dürfe. Es wurde zudem vorgetragen, dass im Modell die Leitungslänge im Hochdruck nicht differenziert nach Druckbereichen in den Effizienzvergleich eingehe. Eine Unterteilung in Längen <4 bar, 4-16 bar und >16 bar entspräche eher den tatsächlichen Gegebenheiten.

Dem Netzbetreiber wurden die im Effizienzvergleich verwendeten Daten (Aufwands- und Vergleichsparameter) – zum Zwecke der nochmaligen Überprüfung durch den Netzbetreiber – zur Verfügung gestellt. Gleichfalls wurde dem Netzbetreiber als „Anlage VNB“ eine Beschreibung der „Datengrundlage für den Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung“ übersandt. Darin wurden die Vergleichsparameter bzw. deren Aggregation erläutert. Etwaige durch den Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus am 15.10.2008 einen Erörterungstermin mit allen Verteilernetzbetreibern, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, zu den allgemeinen rechtlichen und ökonomischen Fragen hinsichtlich der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen durchgeführt.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom XX.XX.XXXX einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach § 10 ARegV (Erweiterungsfaktor) gestellt.

Ferner hat der Netzbetreiber am XX.XX.XXXX einen Antrag auf Anerkennung eines pauschalierten Investitionszuschlags nach § 25 ARegV gestellt.

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze durch eine nicht zumutbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV gestellt.

Die Landesregulierungsbehörde hat dem Netzbetreiber Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Landesregulierungsbehörde zu äußern.

II.

1. Zuständigkeit

Die Landesregulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 2 S. Nr. 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

2. Ermächtigungsgrundlage

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, 19, 22, 24 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.

Ab dem 01.01.2009 (§§ 1 und 3 Abs. 1 S. 1 ARegV) werden die Erlösobergrenzen für die Dauer der ersten Regulierungsperiode nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24 und 25 ARegV bestimmt (§ 4 Abs. 1 und 2 ARegV). Die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert vier Jahre (§ 34 Abs. 1b S. 1 i.V.m. § 3 Abs. 2 ARegV). Die Landesregulierungsbehörde bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV).

Für jeden Netzbetreiber wird pro Kalenderjahr eine einheitliche Erlösobergrenze unabhängig davon bestimmt, ob Effizienzwerte für ein oder mehrere Netzgebiete des Netzbetreibers ermittelt wurden. Dies gilt nach dem Wortlaut des § 4 Abs. 1 ARegV („eines Netzbetreibers“) auch dann, wenn ein Netzbetreiber bislang mehrere Netzgebiete ausgewiesen hat und für diese auch unterschiedliche Netzentgelte genehmigt worden sind. In diesen Fällen wird zunächst eine getrennte Ermittlung der Kostenbestandteile für jedes Netzgebiet des Netzbetreibers durchgeführt (siehe

Anlagen 1.1 - 8 für die entsprechenden Netzgebiete). Auf dieser Grundlage werden die einheitlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers gebildet (Addition der Erlösobergrenzen in Anlage 9 Zusammenfassung).

Die festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung ergeben sich aus Anlage 1.3, Punkt 2.12, Spalten F bis I.

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

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

3. Effizienzwertermittlung

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist die gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers (§ 16 Abs. 1 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (§ 6 ARegV) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{dnb,t}$) und den mit dem Effizienzwert im Sinne des § 15 Abs. 3 S. 1 ARegV multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (§ 15 Abs. 3 S. 2 ARegV).

3.1. Effizienzvergleich (§§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV)

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes nach § 12 Abs. 1 S. 1 ARegV erfolgt für alle Netzbetreiber, 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. Der Netzbetreiber nimmt nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teil.

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).

Die Landesregulierungsbehörde verwendet die Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleichs (§ 12 Abs. 6 ARegV), da keine Veranlassung besteht, einen eigenen bundesweiten Effizienzvergleich nach den in Anlage 3 zu § 12 ARegV vorgesehenen Methoden durchzuführen.

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. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

3.2. Methodik des Effizienzvergleichs (§§ 12 bis 14 i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV)

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein so genanntes „doppelt duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit standardisierten Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs.1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne standardisierte 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 ARegV 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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Die Effizienzvergleiche wurden 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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

3.2.1. 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 ARegV 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 (so genannte 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 § 21a 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 im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird zudem dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem findet nach § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzwerte statt. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), z. B. durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau 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.¹

3.2.1.1. Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die Kostentreiberanalyse wurde insbesondere mittels der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square - OLS) durchgeführt.

Die Signifikanzen und Korrelationen der Variablen wurden in einer Sensitivitätsanalyse durch die Methoden der Forward Regression, der Backward Regression und der sequentiellen Regression getestet, um so ein robustes Regressionsmodell abzuleiten.

¹ BR-Drs. 417/07 S.54

- Bei der Forward Regression wurde mit einer minimalen Menge von Variablen begonnen. Anschließend wurden einzelne Variablen schrittweise hinzugefügt; Kriterium dafür ist der Beitrag zum Gesamterklärungsgehalt des Regressionsmodells. Dieser wird unter anderem durch das Akaike Informationskriterium gemessen (AIC). Überschreitet das AIC einen kritischen Wert, wird die Variable dem Modell hinzugefügt. Anderenfalls wird die Variable dem Modell nicht hinzugefügt.
- Bei der Backward Regression wurde mit möglichst vielen Variablen begonnen, um schrittweise einzelne Variablen zu entfernen, die keinen Einfluss auf das Bestimmtheitsmaß R^2 hatten.
- Bei der sequentiellen Regression wurde zunächst mit einer minimalen Menge von Variablen begonnen. Anschließend wurden schrittweise auf Basis des quadrierten semi-partiellen Korrelationswertes weitere Variablen hinzugefügt. Erwiesen sich diese als nicht signifikant für das Bestimmtheitsmaß R^2 wurden sie wieder aus dem Modell entfernt.

Dabei wurden neben den Anforderungen des § 13 Abs. 4 ARegV weitere Bedingungen für die Auswahl eines Regressionsmodells gesetzt:

- Eine Verwendung eines Vergleichsparameters kam nur in Betracht, wenn alle Vergleichsparameter der Gruppe (Netzebene bzw. Druckstufe) verwendet werden. Es wurden verschiedene Gruppen von Vergleichsparametern (z.B. Leitungslänge pro Netzebene bzw. Druckstufe) gebildet, die partiell untersucht wurden.
- Es wurden Kombinationen vermieden, bei denen sich Vergleichsparameter in ihrem Erklärungsgehalt überlappen (Autokorrelation).

Die in der Sensitivitätsanalyse identifizierten Kostentreiber wurden als Variablen in die Effizienzvergleiche mittels SFA und DEA eingeführt. Den so ermittelten Vergleichsparametern wurde zumindest Indizwirkung beigemessen. Insoweit weisen die einzelnen Schritte der Modellbestimmung Wechselbezüge auf.

3.2.1.2. 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 nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmenden Verteilnetzbetreiber. 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 bei geringstem gewichtetem Input zugleich den größten gewichteten Output erzielt. Bei Durchführung der DEA wurden nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) unterstellt (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

3.2.1.3. 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.

3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Als Aufwandsparameter sind gemäß § 13 Abs. 2 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3, 4 ARegV. Insgesamt wurden Daten von 188 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

3.2.2.1. Aufwandsparameter

Als Aufwandsparameter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wird zwischen den Aufwandsparametern mit und ohne standardisierte Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparameter 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 ARegV, auszugehen. Für die erste Regulierungsperiode ist demnach gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basiert. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind, gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV, die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten 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, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung erfordert gemäß §§ 14 Abs. 1 Nr. 1, 6 Abs. 2 ARegV die Überleitung der Kostenwerte des letzten Netzentgeltgenehmigungsverfahrens gemäß § 23a EnWG i.V.m. den Regelungen der GasNEV.

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurden die Netzbetreiber aufgefordert der Regulierungsbehörde eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („Überleitungsrechnung“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen zu übermitteln.

In der Anlage 2 ist die Ermittlung der Aufwandsparameter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen dargestellt.

3.2.2.1.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß §§ 11 Abs. 2, 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelt. Die Gesamtkosten bestimmen sich nach den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Kostenwerten.

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. 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.² Die Landesregulierungsbehörde geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen.

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind.³ Die Gewerbesteuer und die darauf entfallenden Nebenleistungen sind gemäß § 4 Abs. 5b EStG keine abzugsfähigen Betriebsausgaben. Somit stellt die kalkulatorische Gewerbesteuer keine Betriebssteuer im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 3 ARegV dar. Der Verordnungsgeber hat bewusst die abstrakte Form des Verweises auf das Steuerrecht gewählt, um so der Veränderbarkeit des Steuerrechtes Rechnung zu tragen. Der Verordnungsgeber hat sich demgegenüber nicht für eine namentliche Nennung der zu berücksichtigenden Steuern entschieden. Maßgeblich ist die Rechtslage zum Entscheidungszeitpunkt.

Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile. In den der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Netzkosten der Gasnetzbetreiber sind keine gewälzten Kosten oder Entgelte vorgelagerter Netzbetreiber enthalten. Diese sind somit bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter rechnerisch nicht zu beachten, sie werden aber bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt.

² BR-Drs. 417/07, S.51.

³ BR-Drs. 417/07, S.51.

Genehmigte Investitionsbudgets sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. In den genehmigten Netzkosten der Gasnetzbetreiber sind keine Kosten hierfür enthalten. Diese sind daher bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter für den Effizienzvergleich nicht zu beachten.

Kosten der Gasnetzbetreiber aufgrund der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß §§ 41a ff. GasNZV und § 20a GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, in der Höhe, in der die Kosten unter Berücksichtigung der Umlage nach § 20b GasNEV beim Netzbetreiber verbleiben. In den genehmigten Netzkosten der Gasnetzbetreiber sind keine Kosten hierfür enthalten, so dass diese bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter rechnerisch nicht zu beachten sind.

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 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diesbezüglich geht die Landesregulierungsbehörde grundsätzlich 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 Zeitpunkt der letzten Kostenprüfung aus den verschiedensten Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wird für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert: Es ist zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt sind, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgt und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt ist. Will der Netzbetreiber von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, so hat er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig sind und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden. Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode können nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als nicht beeinflussbare Kosten ausgewiesen werden, die auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind. Von dieser Übergangsregelung sind Personalzusatzkosten, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit „konzernfremden“ Dritten entstehen, nicht erfasst, weil die betreffenden Personen per se nicht Mitarbeiter des Netzes sind.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hierbei ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß nicht überschreiten.⁴

Kosten aus pauschalierten Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. In den der letzten Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Netzkosten der Gasnetzbetreiber sind keine Kosten hierfür enthalten, so dass diese bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter rechnerisch nicht zu beachten sind.

Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Landesregulierungsbehörde sieht auch Netzanschlusskostenbeiträge im Sinne des § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten an, da diese nicht anders als Baukostenzuschüsse behandelt werden können. Bei beiden Erlöspositionen handelt es sich um Finanzierungsbeiträge von Netzkunden. Baukostenzuschüsse werden als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft, „damit Verzerrungen im Effizienzvergleich, der auf standardisierte Kapitalkosten abstellt, ausgeschlossen werden können“.⁵ Die Erfahrungen aus den Netzentgeltprüfungsverfahren haben gezeigt, dass die Positionen Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse von den Netzbetreibern nicht scharf getrennt wurden. Um zu gewährleisten, dass es nicht zu einer Verzerrung im Effizienzvergleich kommt, müssen auch die Netzanschlusskostenbeiträge als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen werden. Die Landesregulierungsbehörde geht insoweit von einem redaktionellen Versehen des Verordnungsgebers aus.

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

⁴ BR-Drs. 417/07, S.52.

⁵ BR-Drs. 417/07 (B), S.5.

| Kostenpositionen in der Netzentgeltprüfung | | § 11 Abs. 2 Nr.: |
|---|---|-----------------------------|
| 1.1. | Materialkosten | |
| 1.1.2. | davon Aufwendungen für bezogene Leistungen | |
| 1.1.2.1. | Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber | 4 |
| 1.2. | Personalkosten | |
| 1.2.1. | Löhne und Gehälter | |
| 1.2.1.1. | der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit | 10 |
| 1.2.1.2. | der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen | 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 | 9 |
| 1.2.2.4 | davon Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen | 11 |
| 1.4. | Ansetzbare betriebliche Steuern (außer Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag) | 3 |
| 1.5. | Sonstige betriebliche Kosten | |
| 1.5.7. | davon Konzessionsabgaben | 2 |
| 5. | Kostenmindernde Erlöse und Erträge | |
| 5.1. | Erhobene Konzessionsabgaben | 2 |
| 5.4. | Erlöse aus Auflösung von Netzanschlussbeiträgen | 13 |
| 5.5. | Erlöse aus Auflösung von Baukostenzuschüssen | 13 |

Im Rahmen der Ermittlung der Aufwandsparameter für den Effizienzvergleich konnten sich auch negative Werte für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ergeben. Dies liegt an der Tatsache, dass Erlöse aus Auflösungen von Netzanschlussbeiträgen und Baukostenzuschüssen zu berücksichtigen sind und in den in der Entgeltgenehmigung zu Grunde gelegten Kosten der Gasnetzbetreiber keine gewälzten Kosten oder Entgelte vorgelagerter Netzbetreiber enthalten waren, welche dies rechnerisch kompensieren.

Für den Netzbetreiber hat dies jedoch keine nachteiligen Auswirkungen, da die gewälzten Kosten oder Entgelte an vorgelagerte Netzbetreiber im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt wurden.

Kapitalkosten für Altinvestitionen zählen nicht zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV. Dies stellt keinen Verstoß gegen § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG dar, wonach sich Effizienzvorgaben lediglich auf den beeinflussbaren

Kostenanteil zu beziehen haben. Denn Kapitalkosten für Altinvestitionen sind vom Netzbetreiber beeinflussbare Kostengrößen. Anders als Kostenanteile, die nicht auf zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben oder Betriebssteuern (§ 21a Abs. 4 S. 2 Hs. 2 EnWG) beruhen, sind Kapitalkosten für Altinvestitionen gerade nicht der unternehmerischen Einflussnahme entzogen. Vielmehr hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, seine ineffizienten Kapitalkostenbestandteile zu reduzieren, beispielsweise durch Verkäufe von Netzteilen, Stilllegung und Abschreibung von nicht mehr genutzten Leitungen oder eine Anpassung der Ersatzinvestitionen an die tatsächlich erforderliche Netzinfrastuktur.

Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten ist der Anlage 1.2, Zeile 15 zu entnehmen.

3.2.2.1.3. Vergleichbarkeitsrechnung

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.

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.

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 Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führt.

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

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

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

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die 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.

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 Bundesnetzagentur mit Bescheid vom 17.10.2007 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 21/2007, S. 3940 ff.) festgelegten Indexreihen verwendet.⁶ Soweit die Kosten auf Basis des Geschäftsjahres 2005 bzw. 2004 genehmigt wurden, hat die

⁶ Die Festlegung ist einsehbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de / 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>

Bundesnetzagentur die Neubewertungsfaktoren auf Basis derselben Preisindizes entsprechend transformiert.

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 9,21 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.

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 1997 bis 2006 abgestellt, da 2006 in den weit überwiegenden Fällen das Kalkulationsbasisjahr ist. Unterschiedliche Kalkulationszinssätze stünden überdies im Widerspruch zur Zielsetzung der Vergleichbarkeitsrechnung.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

| Jahr | Umlaufrendite | 10-Jahres-Mittel (in Prozent) |
|-------------|----------------------|--------------------------------------|
| 1994* | 6,7 | |
| 1995 | 6,5 | |
| 1996 | 5,6 | |
| 1997 | 5,1 | |
| 1998 | 4,5 | |
| 1999 | 4,3 | |
| 2000 | 5,4 | |
| 2001 | 4,8 | |
| 2002 | 4,7 | |
| 2003 | 3,7 | 5,13 |
| 2004 | 3,7 | 4,83 |

| Jahr | Umlaufrendite | 10-Jahres-Mittel (in Prozent) |
|-------------|----------------------|--------------------------------------|
| 2005 | 3,1 | 4,49 |
| 2006 | 3,8 | 4,31 |
| 2007 | 4,3 | 4,23 |

Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Februar 2008, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“. * Für 1994: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Dezember 2007, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 1997 bis 2006 eine durchschnittliche Rendite von 4,31 Prozent 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.

Tabelle 2: Verbraucherpreisindex für Deutschland (Jahreswerte)

| Jahr | Indexstand | Veränderungsrate | Veränderungsfaktor | 10-Jahres-Mittel (in Prozent) |
|-------------|-------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| 1991 | 75,9 | | | |
| 1992 | 79,8 | 0,051 | 1,051 | |
| 1993 | 83,3 | 0,044 | 1,044 | |
| 1994 | 85,6 | 0,028 | 1,028 | |
| 1995 | 87,1 | 0,018 | 1,018 | |
| 1996 | 88,3 | 0,014 | 1,014 | |
| 1997 | 90,0 | 0,019 | 1,019 | |
| 1998 | 90,9 | 0,010 | 1,010 | |
| 1999 | 91,4 | 0,006 | 1,006 | 2,35 |
| 2000 | 92,7 | 0,014 | 1,014 | 2,25 |
| 2001 | 94,5 | 0,019 | 1,019 | 2,22 |
| 2002 | 95,9 | 0,015 | 1,015 | 1,85 |
| 2003 | 96,9 | 0,010 | 1,010 | 1,52 |
| 2004 | 98,5 | 0,017 | 1,017 | 1,41 |
| 2005 | 100,0 | 0,015 | 1,015 | 1,39 |
| 2006 | 101,6 | 0,016 | 1,016 | 1,41 |
| 2007 | 103,9 | 0,023 | 1,023 | 1,45 |

Quelle: Statistisches Bundesamt ⁷

Hieraus leitet sich für den Verbraucherpreisgesamtindex für den Zeitraum 1997 bis 2006 ein durchschnittlicher Wert von 1,41 Prozent ab. Bei der Bestimmung des Verbraucherpreisgesamtindex wird auf den Zeitraum von 1997 bis 2006 abgestellt,

⁷ <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Preise/Content100/pre110a,templateId=renderPrint.psmI>
(Stand: Mai 2008)

da das Basisjahr der Erlösobergrenze 2006 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - VPI$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins_{real}) in Höhe von 7,80 Prozent und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 2,90 Prozent.

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:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 4,14 Prozent.

Eine Übersicht über die Kalkulation der Vergleichbarkeitsrechnung und der ihr zu Grunde gelegten AK/HK findet sich in Anlage 4.

3.2.2.2. Vergleichsparameter

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. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und 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 zeitgleiche Jahreshöchstlast
5. die Jahresarbeit

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
- 2a. Leitungslänge
3. 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 Strom- und 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 Datengrundlage 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 wie bereits oben dargelegt, mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden,

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.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört. Aufgrund des Vorbringens der Wirtschaftsvertreter wurden im endgültigen Modell die Leitungslängen im Hochdruck differenziert nach Druckbereichen als Vergleichsparameter berücksichtigt.

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

- Anzahl der Ausspeisepunkte
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
- Potenzielle Ausspeisepunkte
- Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast
- Durchmessergewichtete Leitungslänge (Volumen):
- Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar (inklusive Hausanschlussleitungen)
- Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar
- Versorgte Fläche
- Bevölkerung 1995
- Bevölkerung 2006

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter bzw. deren Herleitungen erläutert:

Anzahl der Ausspeisepunkte:

Der verwendete Parameter „Anzahl der Ausspeisepunkte“ ist die Summe der Ausspeisepunkte von Letztverbrauchern, nachgelagerten fremden Netzen und nachgelagerten eigenen Netzen über alle Druckstufen, bezogen auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Ein Ausspeisepunkt ist ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze [eigene und fremde] oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzknoten zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen (vgl. dazu auch § 3 Nr. 1b EnWG). Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yConnection.out.tot“ bezeichnet.

Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen:

Der verwendete Parameter „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ ist die höchste zeitgleiche Summe der Leistungswerte aller Ausspeisungen aus dem Gasversorgungsnetz des Netzbetreibers bezogen auf das in 2006 abgeschlossene Geschäftsjahr. Hierbei sind auch Leistungswerte solcher Kunden berücksichtigt deren Abnahme aufgrund individuell kalkulierter Netzentgelte abgerechnet wurden. Der Netzbetreiber hatte, soweit vorhanden, Messwerte heranzuziehen, Verfahren zur Bildung von Ersatzwerten waren zu dokumentieren. Die zeitgleiche Jahreshöchstlast wird als Stundenwert volumetrisch in Normkubikmetern (mn^3 / h) herangezogen. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yPeakload.out“ bezeichnet.

Potenzielle Ausspeisepunkte:

Zur Ermittlung des Parameters „Potenzielle Ausspeisepunkte“ werden zunächst alle Ausspeisepunkte durch den Anschlussgrad dividiert und damit die hypothetische Zahl der Ausspeisepunkte errechnet, die sich bei einem Anschlussgrad von 100 Prozent ergeben würde. Durch Multiplikation dieses Wertes mit dem aktuellen Erschließungsgrad ergibt sich dann die Anzahl der potenziellen Ausspeisepunkte.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\text{Potenzielle Ausspeisepunkte} = \frac{\text{Summe der Ausspeisepunkte}}{\text{Anschlussgrad}} \cdot \text{aktueller Erschließungsgrad}$$

Die Summe der Ausspeisepunkte entspricht der oben dargelegten Größe „Anzahl der Ausspeisepunkte“. Bei dem Anschlussgrad handelt es sich um das Verhältnis aller aktiven Ausspeisepunkte im Bestandsnetz zu allen aktuellen – durch den Netzbetreiber erschlossenen und nicht erschlossenen – Versorgungsobjekten im Konzessionsgebiet.

Bei dem aktuellen Erschließungsgrad handelt es sich um das Verhältnis aller maximal anschließbaren Ausspeisepunkte im Bestandsnetz zu allen aktuellen – durch den Netzbetreiber erschlossenen und nicht erschlossenen – Versorgungsobjekten im Konzessionsgebiet. Alle in der Formel angewendeten Größen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Die zugrunde gelegten Werte wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „*yPotential.connections*“ bezeichnet.

Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast:

Zur Ermittlung des Parameters „potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast“ wird die zeitgleiche Jahreshöchstlast durch den Anschlussgrad dividiert und damit die hypothetische zeitgleiche Jahreshöchstlast errechnet, die sich bei einem Anschlussgrad von 100 Prozent ergeben würde. Durch Multiplikation der errechneten Größe mit dem aktuellen Erschließungsgrad ergibt sich dann die potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\text{Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast} = \frac{\text{Zeitgleiche Jahreshöchstlast}}{\text{Anschlussgrad}} \cdot \text{aktueller Erschließungsgrad}$$

Die in der Formel angewendeten Größen „Anschlussgrad“ und „aktueller Erschließungsgrad“ beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Die verwendete Größe „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ ist die höchste zeitgleiche Summe der Leistungswerte aller Ausspeisungen aus dem Gasversorgungsnetz des Netzbetreibers bezogen auf das in 2006 abgeschlossene Geschäftsjahr. Die zugrunde gelegten Werte wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „*yPotential.peakload*“ bezeichnet.

Durchmessergewichtete Leitungslänge (Volumen):

Mit Ermittlung des Parameters „Durchmessergewichtete Leitungslänge (Volumen)“ wird auf Basis der gemeldeten Leitungslängen inklusive der Hausanschlussleitungen je Durchmesserklasse (DK) und je Druckstufe (DS) das Volumen des Rohrnetzes mittelbar und angenähert berücksichtigt. Zur Berechnung dieser Größe wird die Summe der Leitungslängen der einzelnen Durchmesserklassen multipliziert mit dem durchschnittlichen quadrierten Radius der jeweiligen Durchmesserklasse (A: 600 mm, B: 425 mm, C: 300 mm, D: 212,5 mm, E: 140 mm, F: 75 mm, G: 25 mm; HAL: 25 mm) multipliziert mit der Kreiszahl π im jeweiligen Druckbereich. Zur Ermittlung des Durchmessers der einzelnen Durchmesserklassen wurde ein Mittelwert aus Ober- und Untergrenze der Durchmesserklasse gebildet. Es wurden folgende gemittelte Durchmesser je Durchmesserklasse angesetzt: A: 1200mm, B: 850mm, C: 600mm, D: 425mm, E: 280mm, F: 150mm, G: 50mm, HAL 50mm. Dabei wird für die Hochdruckbereiche 16-70 bar und >70 bar das jeweils vom Netzbetreiber gemeldete Bruchteilseigentum (Fremdanteil) abgezogen.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\begin{aligned} \text{Durchmessergewichtete Leitungslänge} = & \\ &= \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius}[DK]^2 \cdot \text{Leitungslänge}[DK] \cdot \text{ND} \\ &+ \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius}[DK]^2 \cdot \text{Leitungslänge}[DK] \cdot \text{MD} \\ &+ \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius}[DK]^2 \cdot \text{Leitungslänge}[DK] \cdot \text{HD} \\ &+ \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius}[DK]^2 \cdot \text{Leitungslänge}[DK] \cdot \text{HAL} \\ &- \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius.HD.16}^2 \cdot \text{fremdgenutzter Anteil der Leitungen im Bruchteilseigentum}[DK] \cdot \text{HD.16} \\ &- \sum_{DK} \pi \cdot \text{Radius.HD.70}^2 \cdot \text{fremdgenutzter Anteil der Leitungen im Bruchteilseigentum}[DK] \cdot \text{HD.70} \end{aligned}$$

Alle in der Formel angewendeten Leitungslängen wurden von dem Netzbetreiber in km angegeben und beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Zur Berechnung des Volumens wurden die Leitungslängen und Durchmesser je Durchmesserklasse einheitlich in Meter umgerechnet. Die in der Formel zugrunde gelegten Werte wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yVolume.tot.cus“ bezeichnet.

Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar inklusive Hausanschlussleitungen:

Der verwendete Parameter „Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar inklusive HAL“ ist die Summe der Leitungslängen über alle Druckstufen unter 5 bar. Hierfür wurde

die Summe aller Leitungen im Niederdruck (ND), Mitteldruck (MD), Hausanschlussleitungen (HAL) sowie im Hochdruck im Druckbereich über 1 bis 5 bar (1.HD) gebildet. Die Leitungslänge ist die Netzlänge der Rohrleitungen eines Gasversorgungsnetzes in Kilometern, die bereits zum Zwecke des Transports von Gas bzw. der Versorgung von Kunden mit Gas in Betrieb genommen wurden. Ebenfalls enthalten sind Leitungen, welche kurz-, mittel- oder langfristig außer Betrieb genommen wurden. Nicht enthalten sind stillgelegte oder einer anderen Verwendung zugeführte Leitungen oder Leitungsabschnitte.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\begin{aligned} \text{Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar inkl. HAL} = & \sum_{DK} \text{Leitungslänge}[DK].\text{ND} \\ & + \sum_{DK} \text{Leitungslänge}[DK].\text{MD} \\ & + \sum_{DK} \text{Leitungslänge}[DK].1.\text{HD} \\ & + \sum_{DK} \text{Leitungslänge}[DK].\text{HAL} \end{aligned}$$

Die Leitungslängen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Die zugrunde gelegten Werte wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yPipelength.lower.5bar.inclHAL“ bezeichnet.

Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar:

Der verwendete Parameter „Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar“ ist die Summe der Leitungslängen in den Hochdruckbereichen über 5 bis 16 bar (5.HD), über 16 bis 70 bar (16.HD) und über 70 bar (70.HD). Die Leitungslänge ist die Netzlänge der Rohrleitungen eines Gasversorgungsnetzes in Kilometern, die bereits zum Zwecke des Transports von Gas bzw. der Versorgung von Kunden mit Gas in Betrieb genommen wurden. Ebenfalls enthalten sind Leitungen, welche kurz-, mittel- oder langfristig außer Betrieb genommen wurden. Nicht enthalten sind stillgelegte oder einer anderen Verwendung zugeführte Leitungen oder Leitungsabschnitte. Leitungen bzw. Leitungsabschnitte im Bruchteilseigentum wurden separat erfasst.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\begin{aligned}
\text{Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar} = & \sum_{DK} \text{Leitungslänge.[DK].5.HD} \\
& + \sum_{DK} \text{Leitungslänge.[DK].16.HD} \\
& + \sum_{DK} \text{Leitungslänge.[DK].70.HD} \\
& - \sum_{DK} \text{fremdgenutzter Anteil der Leitungen im Bruchteilseigentum.[DK].16.HD} \\
& - \sum_{DK} \text{fremdgenutzter Anteil der Leitungen im Bruchteilseigentum.[DK].70.HD}
\end{aligned}$$

Die Leitungslängen beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Die zugrunde gelegten Werte wurden in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „*yPipeLength.above.5bar*“ bezeichnet.

Versorgte Fläche:

Der Parameter „Versorgte Fläche“ bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Gasversorgungsnetz des Netzbetreibers versorgt wird. Diese Angabe des Netzbetreibers beruht auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche. Als versorgte Fläche wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)“; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, werden lediglich die entsprechenden Flächenanteile berücksichtigt. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet abzüglich der nicht versorgten Flächen wie beispielsweise Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebieten. Die versorgte Fläche bezieht sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres. Der zugrunde gelegte Wert wurde in der von dem Netzbetreiber im Rahmen der Strukturdatenabfrage gemeldeten Höhe verwendet. Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „*yArea.supplied*“ bezeichnet.

Bevölkerung 1995:

Grundlage für die Berechnung der Bevölkerungszahl des Jahres 1995 sind die vom Netzbetreiber übermittelten Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) und bei Teilversorgung innerhalb einer Gemeinde die Angaben über den versorgten Flächenanteil in km². Die Angabe des versorgten Flächenanteils erfolgte durch die zusätzliche Angabe der Gemarkungen und Flurstücke. Die übermittelten versorgten Flächenanteile des jeweiligen AGS ergeben in Summe das Konzessionsgebiet. Dabei ist das Konzessionsgebiet die Summe aller Flächen, für die ein Vertrag zwischen einer Gemeinde und dem Netzbetreiber zur Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von

Rohrleitungen und Anlagen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen (§ 48 EnWG), abgeschlossen wurde. Zur Ermittlung des Parameters „Bevölkerung 1995“ wird der angegebene Flächenanteil des jeweiligen AGS durch die Gesamtfläche des AGS dividiert und damit ein prozentualer Versorgungsanteil pro AGS errechnet. Die Gesamtfläche des AGS des Jahres 1995 ist für jeden amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) dem Gemeindeverzeichnis des Statistischen Bundesamtes (DeStatis) entnommen.⁸ Durch Multiplikation der errechneten Größe mit der Bevölkerungszahl der einzelnen AGS, die dem Statistischen Bundesamt entnommen wurde, ergibt sich dann die Bevölkerungszahl des Jahres 1995 pro AGS. Die so ermittelten AGS scharfen Bevölkerungszahlen werden schließlich über alle AGS addiert, um die Bevölkerungszahl des Konzessionsgebiets zu erhalten.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\text{Bevölkerungszahl 1995} = \sum \text{Bevölkerungszahl 1995 pro AGS} \cdot \frac{\text{Versorgter Flächenanteil des AGS}}{\text{Fläche des gesamten AGS}}$$

Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yPop.1995“ bezeichnet.

Bevölkerung 2006:

Grundlage für die Berechnung der Bevölkerungszahl des Jahres 2006 sind die vom Netzbetreiber übermittelten Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) und bei Teilversorgung innerhalb einer Gemeinde die Angaben über den versorgten Flächenanteil in km². Die Angabe des versorgten Flächenanteils erfolgte durch die zusätzliche Angabe der Gemarkungen und Flurstücke. Die übermittelten versorgten Flächenanteile des jeweiligen AGS ergeben in Summe das Konzessionsgebiet. Dabei ist das Konzessionsgebiet die Summe aller Flächen, für die ein Vertrag zwischen einer Gemeinde und dem Netzbetreiber zur Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Rohrleitungen und Anlagen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen (§ 48 EnWG), abgeschlossen wurde. Zur Ermittlung des Parameters „Bevölkerung 2006“ wird der angegebene Flächenanteil des jeweiligen AGS durch die Gesamtfläche des AGS dividiert und damit ein prozentualer Versorgungsanteil pro AGS errechnet. Die Gesamtfläche des AGS des Jahres 2006 ist für jeden amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) dem

⁸ Die Bevölkerung und Flächen auf AGS-Ebene sind beim Statistischen Bundesamt erhältlich (Amtliche Gemeindestatistik). Der Internetlink dazu lautet:
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Navigation/Statistiken/Regionales/Gemeindeverzeichnis.psm1.jsessionid=ED2241278F2533061A13F127B593D6D2.internet2>

Gemeindeverzeichnis des Statistischen Bundesamtes (DeStatis) entnommen.⁹ Durch Multiplikation der errechneten Größe mit der Bevölkerungszahl der einzelnen AGS, die dem Statistischen Bundesamt entnommen wurde, ergibt sich dann die Bevölkerungszahl des Jahres 2006 pro AGS. Die so ermittelten AGS scharfen Bevölkerungszahlen werden schließlich über alle AGS addiert, um die Bevölkerungszahl des Konzessionsgebiets zu erhalten.

Hieraus ergibt sich folgende Formel:

$$\text{Bevölkerungszahl 2006} = \sum \text{Bevölkerungszahl 2006 pro AGS} \cdot \frac{\text{Versorgter Flächenanteil des AGS}}{\text{Fläche des gesamten AGS}}$$

Dieser Parameter wird im Effizienzvergleich als „yPop.2006“ bezeichnet.

Eine Übersicht über die verwendeten Werte der Vergleichsparameter des Netzbetreibers findet sich in Anlage 3.

3.2.3. 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 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Von einer mehrfachen Ausreißeranalyse sieht die Bundesnetzagentur hingegen ab, da diese in den Vorgaben zur Ausreißeranalyse in Anlage 3 zu § 12 ARegV nicht vorgesehen ist.

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).

⁹ Die Bevölkerung und Flächen auf AGS-Ebene sind beim Statistischen Bundesamt erhältlich (Amtliche Gemeindestatistik). Der Internetlink dazu lautet:
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Navigation/Statistiken/Regionales/Gemeindeverzeichnis.psm?jsessionid=ED2241278F2533061A13F127B593D6D2.internet2>

3.2.3.1. 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 ARegV 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 wurde mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent identifiziert. Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer wurden aus dem Datensatz entfernt.

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).

3.2.3.2. 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 ARegV 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, DFBETAS, DFFITS, covariance ratio und Robuste Regression zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

3.2.4. Konsistenzanalyse

Zur Bewertung der Konsistenz der gefundenen Modellergebnisse wurden unter anderem die Korrelationskoeffizienten nach Pearson, Spearman sowie Kendall's Rangkorrelationskoeffizient herangezogen.

Zur Evaluierung der Konsistenz und der Robustheit der Modellstrukturen und Spezifikationen wurden die ermittelten Effizienzwerte abschließend auf ihre Konsistenz hin überprüft. Als Testverfahren kamen dabei ein Kruskal-Wallis-Test und eine Tobit-Schätzung zur Anwendung (sog. Second-Stage- Analyse).

3.2.5. Einwendungen der Netzbetreiber und Verbände

In den Konsultationen und Anhörungen haben die Verbände und Netzbetreiber verschiedentlich grundlegende Kritik an dem durchgeführten Effizienzvergleich geäußert. Es folgt eine thematisch geordnete Erwiderung auf die Einwendungen gegen die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs:

Datenerhebung und -definition

Sämtliche Datendefinitionen der Festlegung vom 23.01.2008 (ABl. Bundesnetzagentur Nr. 02/2008, S. 114 ff.), die Grundlage für die Datenabfrage im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs waren, wurden mit den Netzbetreibern und Verbänden über einen Zeitraum von ca. einem Dreivierteljahr konsultiert. Es wurde mehrfach Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Die Einwände wurden von der Bundesnetzagentur überprüft und Anpassungen an den Daten vorgenommen, soweit dies erforderlich bzw. zweckmäßig erschien. Konsultationsgespräche fanden am 26.03.2007 und am 19.07.2007 statt. Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 21/2007 hat die Bundesnetzagentur die Einleitung eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 3,4 ARegV bekannt gegeben. Zugleich hat die Bundesnetzagentur im Rahmen dieser Mitteilung den Entwurf des Festlegungstextes veröffentlicht und eine Konsultation desselben eingeleitet. Es wurde den Verbänden und Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 14.11.2007 gegeben. Auch auf Grund der diesbezüglich eingegangenen Stellungnahmen wurden die Datendefinitionen überarbeitet. Mit Beschluss vom 23.01.2008 wurden von den Netzbetreibern die aus Sicht der Bundesnetzagentur erforderlichen Daten zur Durchführung des bundesweiten Effizienzvergleichs abgefragt. Der Netzbetreiber hat keine Beschwerde gegen diesen Beschluss erhoben. Der Beschluss ist formell und materiell bestandskräftig.

Die Bundesnetzagentur hat laufend Plausibilitätsprüfungen der Datenbestände vorgenommen und Netzbetreiber kontaktiert, deren Datenbestand unplausibel erschien. Nach mehrmaliger Bereitstellung sämtlicher Daten, die im Rahmen des

Effizienzvergleichs berücksichtigt wurden, durch die Bundesnetzagentur erfolgten nur wenige Rückmeldungen seitens der Netzbetreiber aufgrund fehlerhafter Daten. Diese wurden seitens der Bundesnetzagentur berücksichtigt. Insofern wurde der Vorwurf der Verwendung fehlerhafter Daten durch die Netzbetreiber und Verbände nicht substantiiert vorgetragen.

Vergleichsparameter

Es kam nur vereinzelt zu Anfragen bezüglich des Parameters „versorgte Fläche“. Soweit hierbei Unklarheiten aufgetreten waren, wurden die entsprechenden Werte nochmals geprüft und gegebenenfalls geändert und im Rahmen des Effizienzvergleichs berücksichtigt.

Die Einteilung der „Netzlänge größer 5 bar“ bzw. „Netzlänge kleiner gleich 5 bar“ wurde auf Anregung der Verbände hin eingeführt und ausführlich konsultiert.

Die von den Netzbetreibern durchzuführende Schätzung zur Ermittlung der „potentiellen zeitgleichen Jahreshöchstlast“ und der „potentiellen Anzahl der Ausspeisepunkte“ mittels der Werte „aktueller Erschließungsgrad“ und „Anschlussgrad“ erfolgte auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur festgelegten Definitionen (vgl. Ziffern 28 und 29 i.V.m. Ziffer 1 der Datendefinitionsliste). Dies führt nach Auffassung der Bundesnetzagentur zu einer soliden Annäherung. Eine Temperaturgewichtung im Rahmen der Datenabfrage bezüglich der „zeitgleichen Jahreshöchstlast“ war – insbesondere in den Definitionen – nicht vorgesehen. Hinsichtlich der „zeitgleichen Jahreshöchstlast“ ist die Verwendung der Normkubikmeter sachgerecht, um etwaige Differenzen aufgrund unterschiedlicher Gasarten auszublenden.

Die Relevanz temperaturbedingter Schwankungen des Absatzes für den Effizienzvergleich wurde unter Heranziehung der Gradtagszahlen geprüft. Ein signifikanter Einfluss auf den Effizienzvergleich konnte nicht beobachtet werden (vgl. Gutachten VNB Gas, Tabelle E.37).

Die Herleitung des Parameters „durchmessergewichtete Leitungslänge (Volumen)“ stellt eine sachgerechte Annäherung an die tatsächlichen Rohrleitungsvolumina dar. Der Durchmesser war zu berücksichtigen, da weitere Parameter – etwa die Rohrleitungsfläche – getestet wurden, die aber regelmäßig nicht derart gut in das Modell einzufügen waren, wie die durchmessergewichtete Leitungslänge (Volumen). Die Berechnung des Rohrvolumens auf Basis der mittleren Rohrdurchmesser ist eine hinreichende Näherung, wenngleich sich in Einzelfällen auch Abweichungen der tatsächlichen Rohrleitungsvolumina von den berechneten Werten ergeben können. Das Rohrvolumen wurde in den durchgeführten Datenerhebungen nicht abgefragt. Trotz

zahlreicher Anhörungen wurde dieser Größe von allen Beteiligten für den Effizienzvergleich zunächst keine Bedeutung beigelegt. Erst im Kontext mit einer Festlegung der Bundesnetzagentur wurde die Forderung erhoben, den Netzpuffer zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur hat deshalb auf Basis der verfügbaren Daten, nämlich den Leitungslängen für die einzelnen Rohrklassen, das Netzvolumen näherungsweise ermittelt.

Die Längen der „Hausanschlussleitungen“ wurden getrennt nach Nieder-, Mittel- und Hochdruck abgefragt. Diese Werte wurden aggregiert und dann wiederum auf die Leitungslängen unter 5 bar addiert.

Die Bevölkerungszahlen für die Parameter „Bevölkerung 1995“ und „Bevölkerung 2006“ wurden vom Statistischen Bundesamt übermittelt. Den Netzbetreibern ist transparent gemacht worden, wie bzw. auf welchem Weg die Bevölkerungszahlen ermittelt wurden. Bei einer Teilversorgung wurde zur Bestimmung der Bevölkerung die in der Gemeinde gemeldete Einwohnerzahl mit dem jeweiligen Versorgungsanteil des Netzbetreibers multipliziert. Dabei wurde eine Gleichverteilung der Bevölkerung über Gemeindefläche (gemäß amtlichem Gemeindeschlüssel (AGS)) angenommen. Hierdurch kann sich eine Abweichung von den tatsächlichen Bevölkerungszahlen des Konzessionsgebietes ergeben. Die tatsächliche Bevölkerungszahl des Konzessionsgebietes kann aus dem AGS nicht abgebildet werden. Das Statistische Bundesamt erfasst die Bevölkerungszahlen lediglich über den AGS. Die Fläche eines Konzessionsgebietes stimmt nicht notwendigerweise mit der Gemeindefläche (AGS) überein, so dass ein Gemeindegebiet mehrere Konzessionsgebiete beinhalten kann. Würde man die Bevölkerungszahl über die gesamte Gemeindefläche bei einer Teilversorgung anwenden, so würde die hierdurch abgebildete Bevölkerung doppelt in den Effizienzvergleich eingehen. Durch die – für sich gesehen – korrelierten Parameter „Bevölkerung 1995“ und „Bevölkerung 2006“ soll die Bevölkerungsentwicklung abgebildet werden. Dieser Aussagegehalt ist unter Annahme der Gleichverteilung nicht beeinträchtigt.

Die Übergabestationen zu Großkunden (GDRM-Anlagen) stellen keine Parameter des Modells dar. Insoweit ist nicht ersichtlich, warum die Nichtangabe derartiger Stationen Einfluss auf den Effizienzwert haben soll. Hier hatte vorrangig eine Zuordnung aufgrund der bestehenden Eigentumsverhältnisse stattzufinden.

Aktivierungspraktik

Die standardisierten Kapitalkosten können die unterschiedlichen Aktivierungspraktiken der Netzbetreiber möglicherweise nicht vollständig abbilden. Die Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV soll Verzerrungen

möglichst vermeiden. Dem Verordnungsgeber war – insbesondere in der Nichtberücksichtigung eines Anlagenregisters – bewusst, dass eine Verzerrung nicht stets auszuschließen ist. Gerade dies sollte aber durch die spätere Einführung der „Best-of-four“-Abrechnung nach § 12 Abs. 3 und 4a ARegV ausgeglichen werden.¹⁰

Parameterauswahl

Um den im Rahmen des Netzpufferbetriebes erforderlichen größeren Rohrdurchmesser hinreichend zu berücksichtigen, wurden verschiedene Parameter wie die Rohrleitungsfläche und die durchmessergewichtete Rohrleitungslänge berechnet. Aus der Vielzahl an Parametervarianten ist vorliegend ein Modell gewählt worden, das in besonderer Weise dem Netzpuffer gerecht wird. Netzbetreiber mit Netzpufferbetrieb weisen durchschnittlich sogar einen geringfügig höheren Effizienzwert auf als Netzbetreiber ohne Netzpuffer. Auch im Rahmen der so genannten „Second Stage“- Analyse hat sich gezeigt, dass der Netzpuffer als Parameter im Modell hinreichend abgebildet ist.

Eine Signifikanz des Parameters „Anzahl der Zählpunkte bzw. Messstellen“ ist nicht gegeben (vgl. Gutachten VNB Gas, Tabelle E.39). Gemäß § 13 Abs. 4 ARegV hat die Bundesnetzagentur die Anzahl der Ausspeisepunkte (vgl. § 3 Nr. 1b EnWG) und nicht die Anzahl der Zählpunkte bzw. Messstellen als Parameter zu verwenden. Die Anzahl der Ausspeisepunkte und die Anzahl der Zählpunkte bzw. Messstellen sind hoch korreliert.

Die Nichtberücksichtigung regionaler Lohnniveauunterschiede bei der Parameterauswahl verstößt nicht gegen die in § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV beschriebenen Anforderungen. Der Verordnungsgeber hat zwar in § 22 ARegV das anzugleichende Lohnniveau in Bezug auf den internationalen Effizienzvergleich exemplarisch angeführt. Dieser Angleichungsbefehl fehlt aber gerade für die Verteilernetzbetreiber, er ist insbesondere auch nicht bei der Parameterauswahl erwähnt. Das Lohnniveau ist grundsätzlich ein endogener Parameter. Es lässt sich aus dem Umkehrschluss zu § 22 Abs. 1 ARegV ableiten, dass die regionalen Lohnniveauunterschiede im Rahmen der Parameterauswahl nach § 13 ARegV gerade nicht zwingend zu berücksichtigen sind.

Die unterschiedlichen Erschließungs- und Anschlussgrade zwischen Gasversorgungsnetzen werden im Modell berücksichtigt. Die tatsächliche Jahreshöchstlast und die tatsächlichen Ausspeisepunkte werden in das Modell aufgenommen, gleichzeitig werden aber auch die Anzahl der potentiellen Ausspeisepunkte bzw. potentielle Jah-

¹⁰ BR-Drs. 417/07, S.58.

reshöchstlast berücksichtigt. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen tatsächlichem und potentielltem Wert können sich ebenfalls negative Vorzeichen ergeben. Das Modell ist mit diesen Vorzeichen insgesamt belastbar und konsistent.

Netzbetreiber mit einem hohen Fernwärmeanteil werden nicht benachteiligt. In der „Second Stage“- Analyse hat sich gezeigt, dass der Betrieb eines Fernwärmenetzes keinen Einfluss auf die Effizienz eines Gasnetzbetreibers hat.

Die Kostentreiberanalyse hat einen Einfluss der Bevölkerungsentwicklung gezeigt. Um dem adäquat Rechnung zu tragen, wurden verschiedene Parameter getestet, wobei sich die Implementierung der Bevölkerungszahlen 1995 und 2006 in Kombination als robustes Vorgehen erwiesen hat. Die gemeinsame Wirkung dieser Parameter muss in der geschätzten Kostenfunktion betrachtet werden. Erst die hohe Korrelation dieser Werte führt zu einem negativen Vorzeichen und zu einer geringen Signifikanz des Einzelmerkmals. Die Implementierung der Bevölkerungszahlen 1995 und 2006 berücksichtigt insoweit sowohl einen Rückgang der Bevölkerung als auch einen Anstieg der Bevölkerung. Somit ist zum einen eine etwaige negative demografische Entwicklung abgebildet, zum anderen aber auch eine Zunahme der Bevölkerung im Versorgungsgebiet. Beiden Effekten ist eine Kosten erhöhende Wirkung zu unterstellen.

Modellbildung

Die Normierung durch den Parameter „Anzahl der Ausspeisepunkte“ dient dazu, die Streuung aufgrund unterschiedlicher Unternehmensgrößen auszugleichen (Gutachten VNB Gas, Ziffern 3.50 und 3.51).

Eine ex-ante Bedeutungsgewichtung der einzelnen Parameter innerhalb der DEA ist nicht erforderlich, da der Effizienzvergleich bereits aufgrund des gewählten Modells zu konsistenten Ergebnissen gelangt.

§ 13 Abs. 3 ARegV schreibt die Verwendung von vier Parametern zwingend vor. Damit wird in Kauf genommen, dass diese wiederholend bzw. ganz oder teilweise durch andere Parameter abgebildet werden. Negative Koeffizienten sind in einer Regressionsgleichung ebenso geeignet, Sachverhalte adäquat abzubilden, sofern bei der Interpretation der Koeffizienten die Korrelation der Merkmale untereinander berücksichtigt wird. Dass einzelne Merkmale keine Korrelation aufweisen – insbesondere wenn sie dazu dienen, unterschiedliche Dimensionen des gleichen Sachverhalts abzubilden – erscheint äußerst unwahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund muss das Zusammenwirken der einzelnen Merkmale bei der Bestimmung der Effizienz berücksichtigt werden. Ein negativer Koeffizient kann

demnach auch zum Ausdruck bringen, dass der Einfluss eines anderen Merkmals durch dieses Merkmal zu einem gewissen Teil korrigiert wird (Gutachten VNB Gas, Ziffern 3.36 bis 3.39).

Bei den Aufwandsparametern mit und ohne standardisierte Kapitalkosten gibt es keinen konstanten Anteil in den SFA-Ergebnissen (Gutachten VNB Gas, Ziffer 3.56).

Der Störterm der SFA-Methode wirkt sich nicht als Ineffizienz aus, sondern wird vielmehr zu Gunsten der Netzbetreiber als „Rauschen“ berücksichtigt. Er führt zu einer Anhebung der Effizienzwerte. Normiert lineare Modelle sind in der ökonometrischen Analyse üblich und entsprechen dem Stand der Wissenschaft.

Abweichende individuelle Ergebnisse zum Transparenzbenchmarking der Verbände (BMT 2008), sind auf die geringere Anzahl der im BMT 2008 berücksichtigten Netzbetreiber zurückzuführen. Die Bundesnetzagentur hat diesen Sachverhalt eingehend überprüft, indem 20 Stichproben aus dem vorliegenden Datensample entnommen wurden, die vom Umfang jeweils dem im BMT 2008 enthaltenen Datensatz entsprachen. Danach wurden die durchschnittlichen Ergebnisse der 20 Stichproben mit den originären Ergebnissen des Effizienzvergleichs der Bundesnetzagentur verglichen. Es gab nur geringe Abweichungen bei den Durchschnittseffizienzwerten über alle Netzbetreiber, wodurch die Robustheit des Modells der Bundesnetzagentur sogar bestätigt werden konnte. Bei Betrachtung der individuellen Effizienzwerte in den jeweiligen Stichproben ergaben sich jedoch zum Teil erhebliche Abweichungen zu den von der Bundesnetzagentur ermittelten und festgelegten Effizienzwerten. Diese Analyse zeigt, dass es im Einzelfall deutliche Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Bundesnetzagentur und dem Projekt BMT 2008 geben kann. Diese Unterschiede sind einzig auf den geringeren Umfang der im Projekt BMT 2008 zur Verfügung stehenden Datensätze zurückzuführen. Maßgeblich ist der durch die Bundesnetzagentur bestimmte Effizienzwert, da dieser auf der von der ARegV vorgegebenen Grundgesamtheit der einzubeziehenden Netzbetreiber ermittelt wurde.

Die Durchführung der „Second Stage“- Analyse auf Basis der Effizienzwerte nach „best-of-four“ ist konzeptionell sachgerecht – auch im Hinblick auf den Netzpuffer. So wurde von Beginn an grundsätzlich festgelegt, dass dieselben Vergleichsparameter in der DEA und SFA, mit standardisierten und genehmigten Kosten verwendet werden müssen. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass der vorgegebene Ansatz, den jeweils besten Effizienzwert zu verwenden, bereits einen Schutz vor zu hohen Effizienzvorgaben darstellt, gleichzeitig aber auch etwaig auftretende Unterschiede in den partiellen Methoden ausgleicht. Wird ein Parameter etwa in einer partiellen „Second Stage“- Analyse (etwa nur DEA mit standardisierten Kosten)

als signifikant erachtet, kann dies bereits durch den „best-of-four“ Ansatz ausgeglichen werden. Eine Anpassung des Modells ist dann nicht notwendig. Zu beachten ist schließlich, dass die Effizienzwerte nach „best-of-four“ letztlich die entscheidenden Werte sind. Partielle „Second Stage“- Analysen können dagegen lediglich als Zusatzinformation gewertet werden.

Insbesondere aus der „Second Stage“- Analyse ergibt sich, dass das gewählte Modell robust ist und keine Parameter sinnvollerweise zu ergänzen wären. Aus den weiteren zur Verfügung stehenden Parametern ergäbe sich kein höherer Erklärungsgehalt.

Durch die „Second Stage“- Analyse wird eine Überprüfung der strukturellen Zusammenhänge zwischen den Effizienzwerten und den nicht berücksichtigten Strukturgrößen gewährleistet.

Städtische Netzbetreiber

Der Parameter Messstellen zu Ausspeisepunkte ist nicht signifikant. Er hat damit keinen Erklärungswert für das Modell und kann vernachlässigt werden. (vgl. Gutachten VNB Gas, Tabelle E.39). Eine systematische Benachteiligung städtischer Netzbetreiber konnte somit nicht bestätigt werden. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass beispielsweise bei dem Parameter „versorgte Fläche“ ein Vorteil für städtische Versorger vorliegt. Die höhere Ausspeisepunktdichte und Bevölkerungsdichte ist ein Vorteil, da die Ausspeisepunktdichte im Modell als Kehrwert enthalten ist.

Ausreißeranalyse

Bei der Ausreißeranalyse der DEA sind keine SFA-Methoden herangezogen worden. Statistische Ausreißer der SFA wurden vielmehr sogar in das DEA-Modell integriert. Statistische Ausreißer wurden aus dem Datensatz entfernt und schließlich dem von anderen Netzbetreibern gebildeten DEA-Modell zugeführt. Auf Basis der vorhandenen Kostenfunktion wurde im Weiteren für die betreffenden Netzbetreiber ein SFA-Wert geschätzt. Alle statistischen Ausreißer in der SFA wurden in der DEA Ausreißeranalyse ebenfalls als Ausreißer identifiziert.

Der in der Ausreißeranalyse verwendete Banker-F-Test entspricht Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV.

Die Super-Effizienz-Analyse in der DEA wurde nur einmalig durchgeführt. Der Gutachter hält dies für angemessen. Die Anreizregulierungsverordnung sieht keine mehrfache Durchführung der Ausreißerbestimmung vor.

3.2.6. Gutachten

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die Anlage A, das Gutachten „Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Gas“ der Firma Sumicsid AB verwiesen. Das Gutachten wird vollumfänglich zum Inhalt dieses Bescheides gemacht.

3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 14 und 22 ARegV (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist grundsätzlich nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV möglich.

3.3.1. Ergebnis des Effizienzvergleichs (§ 12 Abs. 3 und 4 ARegV)

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 5.

3.3.2. Bereinigter Effizienzwert (§ 15 Abs. 1 ARegV)

Der Netzbetreiber trägt vor, dass aufgrund Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe ein Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen sei.

Nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen angemessenen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert nur vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht.

Durch die Regelungen des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit (§ 21a Abs. 5 S. 5 EnWG) der auf Grundlage des Effizienzwertes bestimmten Effizienzvorgabe gewährleistet.

Die Gewährung eines bereinigten Effizienzwertes soll – wie aus der hohen Aufgreifschwelle von 3 Prozent ersichtlich – nur in wenigen, wirtschaftlich bedeutsamen Ausnahmefällen möglich sein. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes **Detail** berücksichtigt werden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken. Im Ergebnis wird sich dies daher weitestgehend neutral darstellen.¹¹ Die Anpassungsregelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist folglich äußerst restriktiv auszulegen.

Den Netzbetreiber ist beweispflichtig (§ 15 Abs.1 S. 1 ARegV).

3.4. Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe ist nur anzunehmen, wenn außergewöhnliche strukturelle oder sonstige Umstände bestehen. Außergewöhnliche Umstände in diesem Sinne liegen – dem Wortsinn („Besonderheit“) folgend – nur dann vor, wenn kein anderes oder nur eine äußerst geringe Anzahl der im Effizienzvergleich betrachteten Unternehmen dieselben oder ähnliche Umstände aufweisen und diese Umstände ein die Vergleichsgruppe trennendes Merkmal darstellen.

Die vom Netzbetreiber vorgetragene Besonderheit muss sich auf die Versorgungsaufgabe beziehen. Eine Besonderheit kann jedenfalls nur dann Bedeutung i.S.d. § 15 Abs.1 S. 1 ARegV erlangen, wenn dadurch die Fläche des Versorgungsgebietes oder Anforderungen an die Versorgung von Netzkunden determiniert werden (§ 10 Abs. 2 ARegV). Versorgungsfläche und Netzkundenanforderungen müssen sich des Weiteren unmittelbar auf die Netzgestaltung auswirken. Fehlt ein solcher Wirkungszusammenhang ist die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bereits abzulehnen.

¹¹ BR-Drs. 417/07 (B), S.12.

3.4.1. Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

Eine Bereinigung des Effizienzwertes ist gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur dann vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten der Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Dies ist der Fall bei Umständen, die durch die im Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter nicht abgebildet werden.

Insbesondere durch die Berücksichtigung der Vergleichsparameter Anzahl der Ausspeisepunkte, zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, Durchmesser-gewichtete Leitungslänge (Volumen), Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar (inklusive Hausanschlussleitungen), Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar, Ausspeisepunkte - korrigiert um potentiellen Erschließungsgrad, zeitgleiche Jahreshöchstlast - korrigiert um potentiellen Erschließungsgrad, Bevölkerung 1995 und Bevölkerung 2006 wurden eine Vielzahl erkennbarer Gemeinsamkeiten der Gasverteilternetzbetreiber bereits inhaltlich durch die Parameterauswahl im Effizienzvergleich berücksichtigt.

3.4.2. Kostenerhöhung um mindestens 3 Prozent

Bei den vom Netzbetreiber vorgetragenen Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht haben.

§ 15 Abs. 1 ARegV weist, anders als dies der Wortlaut („erhöht“) in erster Ansehung vermuten lässt, einen Vergangenheitsbezug auf die der letzten Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten auf. Eine Erhöhung der Kosten i.S.d. § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV kann sich nur im Hinblick auf das Ausgangsniveau ergeben (§ 6 Abs. 2 ARegV) haben. Zum Beweis der Kostensteigerung hat der Netzbetreiber darzulegen und nachzuweisen in welcher Höhe die jährlichen Kosten (z.B. operative Kosten, Abschreibungen und Zinsen) in die der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten eingeflossen sind.

Dies kann nicht nur unter schlichter Bezugnahme auf die dem Netzbetreiber bekannte Überleitungsrechnung geschehen, wenn die Kostenpositionen hier lediglich stark aggregiert vorliegen. Der Netzbetreiber hat dann – ähnlich wie in der Kostenprüfung nach GasNEV – die individuell besonderen Kosten, unter Beifügung geeigneter Nachweise (z.B. Rechnungen, Stundennachweise etc.) umfassend zu erläutern.

Es darf darüber hinaus keine Kompensation der vorgetragenen Kostenposition durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte bestehen.

3.4.3. Kausalität

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss zudem kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens 3 Prozent sein.

Trägt der Netzbetreiber außergewöhnliche Umstände vor, so muss der Netzbetreiber den Nachweis führen, dass diese Umstände ursächlich zu einer Erhöhung der Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV geführt haben. Waren die vorgetragenen Umstände lediglich mitursächlich, so ist durch den Netzbetreiber überdies darzulegen und nachzuweisen, zu welchem Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

4. Ermittlung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers

Die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) werden gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24 und 25 ARegV bestimmt.

Die Erlösobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 2 ARegV für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel.

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist somit in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 34 Abs. 1 i.V.m. § 6 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind dann die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,0}$) 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. Des Weiteren sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln; der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen

Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV und das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und die ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers finden sich in Anlage 1.3.

4.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die erste Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen. Als Basisjahr der ersten Regulierungsperiode gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 5 ARegV 2006.

Die Landesregulierungsbehörde nimmt keine Anpassung des Ausgangsniveaus, insbesondere aufgrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH, Beschlüsse vom 14.08.2008, Aktenzeichen: KVR 34/07, KVR 35/07, KVR 36/07, KVR 39/07 und KVR 42/07) vor.

4.1.1. Anpassung der Eigenkapitalverzinsung

Grundsätzlich ist gemäß § 6 Abs. 2 ARegV die Eigenkapitalverzinsung heranzuziehen, die dem Ergebnis der letzten Kostenprüfung nach § 23a EnWG entspricht.

Ausgangspunkt für die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung ist § 7 Abs. 6 GasNEV. Demnach sind die Eigenkapitalzinssätze vor Beginn einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung durch die Regulierungsbehörde festzulegen und in Anwendung zu bringen. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze zu Beginn der Anreizregulierung wurde mit Festlegung der Landesregulierungsbehörde vom 05.09.2008 für die Dauer der ersten Anreizregulierungsperiode für Neuanlagen ein Eigenkapitalzinssatz von 9,29 Prozent vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzinssatz von 7,56 Prozent vor Steuern festgelegt. Zur Herleitung der Zinssatzhöhe wird auf die Festlegung verwiesen. Diese Festlegung würde leer laufen, wenn die neuen Eigenkapitalzinssätze nicht im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt würden. § 7 Abs. 6 GasNEV steht somit in einem Spannungsverhältnis zu § 6 Abs. 2 ARegV. Die Landesregulierungsbehörde sieht insofern bezüglich der Eigenkapitalverzinsung § 7 Abs. 6 GasNEV als *lex specialis*

an, der somit Vorrang vor § 6 Abs. 2 ARegV genießt. Eine Anpassung der Eigenkapitalverzinsung auf den neu festgelegten Zinssatz ist auch nicht durch § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV ausgeschlossen, da die Eigenkapitalverzinsung keine Kostenposition des § 11 Abs. 2 ARegV darstellt.

Die Landesregulierungsbehörde nimmt die Anpassung der Eigenkapitalverzinsung dahingehend vor, dass sie die Eigenkapitalverzinsung, also die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote (40 Prozent) nicht übersteigt, neu berechnet. Die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze hat lediglich Auswirkungen auf die Kostenposition Eigenkapitalverzinsung. Weitere Anpassungen erfolgen nicht. Eine Änderung des Fremdkapitalzinssatzes bleibt folglich in der Neuberechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für das die 40 Prozent-Grenze überschießende Eigenkapital unberücksichtigt. Auch die Bemessung der kalkulatorischen Gewerbesteuer bleibt von der Zinssatzänderung unberührt. Die Anpassung der Gewerbesteuer ist in § 7 Abs. 6 GasNEV nicht vorgesehen.

Die genaue Berechnung ergibt sich aus Anlage 6.

4.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten

Von dem gemäß § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, unter Berücksichtigung einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zu bestimmen ($KA_{dnb,t}$). Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Basisjahres 0 ($KA_{dnb,0}$) sind grundsätzlich hierdurch zu ersetzen. Eine solche Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt jedoch gemäß § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode nicht.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, welche in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten enthalten waren, wurden berücksichtigt. Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, Biogaseinspeisekosten und der pauschalisierte Investitionszuschlag sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4, 8a und 12 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, welche in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten der Netzbetreiber nicht enthalten, jedoch bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen sind.

4.2.1. Vorgelagerte Netzkosten

Die Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, welche in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten der Gasnetzbetreiber nicht enthalten sind. Sie sind bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus jedoch zu berücksichtigen.

Die der Landesregulierungsbehörde zuletzt angezeigten Kosten werden vom ersten Jahr der Regulierungsperiode an berücksichtigt. Dem steht § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV nicht entgegen. Bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus ist gemäß §§ 6 Abs. 2, 34 Abs. 3 ARegV auf die letzte Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung abzustellen. Die Landesregulierungsbehörde hat in der Netzentgeltgenehmigung, in Umsetzung des § 23a Abs. 2 Satz 2 EnWG, den Netzbetreibern die Auflage der unverzüglichen Anpassung der Entgelte bei Änderung der Kosten des vorgelagerten Netzes gemacht. Aufgrund dieser Auflage wurden die jeweils aktuellsten vorgelagerten Netzkosten von den Netzbetreibern in den Netzentgelten berücksichtigt. Somit stellt die Verwendung der aktuellen Kosten des vorgelagerten Netzes bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus keine Anpassung im Sinne des § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV dar.

Bei den vorgelagerten Netzkosten handelt es sich darüber hinaus für den Netzbetreiber um einen durchlaufenden Posten, wie auch aus §§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2, 5 Abs. 1 S. 2 ARegV ersichtlich wird. Würden im ersten Jahr der Regulierungsperiode die vorgelagerten Netzkosten mit 0 € angesetzt, würde das gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV dazu führen, dass die entstandenen Kosten voll auf das Regulierungskonto zu buchen und gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen wären. Der Ausgleich dieses Saldos müsste gemäß § 5 Abs. 2 S. 2, Abs. 4 ARegV dann in der folgenden Regulierungsperiode erfolgen. Schon allein um diese nach der Ansicht der Landesregulierungsbehörde unverhältnismäßige zeitliche Verschiebung zu vermeiden, sind die vorgelagerten Netzkosten zum Stand der letzten Anzeige durch den Netzbetreiber in der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen.

Gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV ist die Erlösobergrenze bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV, jeweils zum 1. Januar, anzupassen. Dabei ist bei vorgelagerten Netzkosten auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Eine sofortige unterjährige Anpassung ist somit durch § 4 Abs. 3 ARegV ausgeschlossen. Gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV ist die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebe-

nen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen jährlich auf das Regulierungskonto zu buchen. Hierdurch wird gewährleistet, dass die erforderlichen Kosten des vorgelagerten Netzes als durchlaufender Posten behandelt werden.¹²

4.2.2. Biogaseinspeisekosten

Kosten der Gasnetzbetreiber aufgrund der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß §§ 41a ff. GasNZV und § 20a GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in der Höhe, in der die Kosten unter Berücksichtigung der Umlage nach § 20b GasNEV beim Netzbetreiber verbleiben.

Im Rahmen der Kooperationsvereinbarung III hat der BDEW einen Leitfaden zur Kostenwälzung Biogas entwickelt, der die Umsetzung der Umlage nach § 20b GasNEV darstellt. Nach dem in diesem Leitfaden beschriebenen Verfahren der Kostenwälzung werden sämtliche dem Netzbetreiber durch Biogaseinspeisung entstehenden Kosten über die Umlage erlöst. Darüber hinaus verbleiben dem Netzbetreiber keine Biogaseinspeisekosten.

4.2.3. Pauschalierter Investitionszuschlag gemäß § 25

Der Netzbetreiber hat einen Antrag auf Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags gemäß § 25 Abs. 1 ARegV gestellt. Dem Antrag wird in der in Anlage 8 zu entnehmenden Höhe stattgegeben.

Sinn und Zweck der Regelung ist es, „notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern“.¹³ Daher ist der pauschalierte Investitionszuschlag als Bonus zu sehen, der befürchteten Anreizen zur Unterlassung von Ersatzinvestitionen während der Regulierungsperiode entgegenwirken soll.

Der pauschalierte Investitionszuschlag ist bei der Festlegung der Erlösobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers entsprechend den Vorgaben des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen.

¹² BR-Drs. 417/07 (B) S.2.

¹³ BR-Drs. 417/07, S.70.

4.2.3.1. Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags

§ 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.

Die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages erfolgt gemäß § 25 Abs. 2 ARegV auf der Grundlage der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten. Die Grundlage für die Standardisierung sind hierbei gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV die Gesamtkosten des Netzbetreibers, die gemäß § 6 ARegV zur Bestimmung des Ausgangsniveaus ermittelt wurden. Gemäß § 6 Abs. 2 ARegV ist als Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG heranzuziehen. Eine Anpassung des Ausgangsniveaus aufgrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH, Beschlüsse vom 14.08.2008, Aktenzeichen: KVR 34/07, KVR 35/07, KVR 36/07, KVR 39/07 und KVR 42/07) nimmt die Landesregulierungsbehörde wie bereits dargelegt nicht vor. 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.

Gemäß § 25 Abs. 1 ARegV ist ausdrücklich ein pauschalierter Investitionszuschlag nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 in die Erlösobergrenze mit einzubeziehen. Dafür spricht der Wortlaut des § 25 Abs. 1, 2 ARegV. In Absatz 2 wird der pauschalierte Investitionszuschlag auf ein Prozent pro Kalenderjahr der Regulierungsperiode begrenzt. Hierbei bezieht sich „1 Prozent“ auf die nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV ermittelten Kapitalkosten.

Die Regelung ist so zu verstehen, dass gemäß § 25 Abs. 1 ARegV vor Beginn der Regulierungsperiode ein pauschalierter Investitionszuschlag in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden soll. Gleichwohl bewirkt der pauschalierte Investitionszuschlag eine dauerhafte Anhebung der Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode, um den einmalig ermittelten Betrag. Anders als beispielsweise bei den Investitionsbudgets nach § 23 ARegV ist gemäß § 25 Abs. 4 ARegV lediglich eine einmalige Antragstellung vorgesehen.

Auch § 4 Abs. 2 S. 1 ARegV führt zu keinem anderen Ergebnis. Zwar wird hier im Grundsatz ausgeführt, dass die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr einer Regulierungsperiode zu bestimmen ist. Diese Formulierung ist jedoch als allgemeine

Regelung im Hinblick auf die sich aus der Anwendung des Erlöspfades zur Abdeckung der Effizienzvorgaben sowie weiterer möglicher Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode ergebende Tatsache zu verstehen, dass „die“ Erlösobergrenze eben nicht aus einer über die Regulierungsperiode unverändert fortbestehenden Erlössumme bestehen muss.

Diese Auslegung wird auch von § 34 Abs. 4 ARegV gestützt, der die Geltungsdauer des pauschalierten Investitionszuschlags auf die erste Regulierungsperiode beschränkt. Somit kann daraus geschlossen werden, dass der pauschalierte Investitionszuschlag für die erste Regulierungsperiode zu ermitteln und in die Erlösobergrenze der jeweiligen Kalenderjahre einzubeziehen ist.

Eine andere Auslegung würde implizit bedeuten, dass jeweils ein Prozent der Kapitalkosten der jährlichen Investitionen eines Netzbetreibers als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in die Erlösobergrenze eingingen.¹⁴ Die Folge wäre dann eine zumindest teilweise Befreiung der Kapitalkosten von Effizienzvorgaben. Bei dieser Auslegung würde vernachlässigt, dass in den genehmigten Erlösobergrenzen auch Kapitalkosten enthalten sind und diese – soweit sie effizient sind – während der gesamten Regulierungsperiode fortwirken, auch wenn deren Nutzung während der Regulierungsperiode endet und auslaufende Abschreibungen und Zinsen auf Basis von verminderten Restwerten in der kalkulatorischen Welt zu einer Absenkung der Erlösobergrenze führen würden. Somit können auch während der Regulierungsperiode Kapitalkosten aus notwendigen Ersatzinvestitionen im Rahmen der Erlösobergrenze erlöst werden.

Schließlich legt § 25 Abs. 2 ARegV fest, dass die Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 ARegV ermittelten Kapitalkosten pro Kalenderjahr nicht überschreiten darf. Somit wird neben der Höhe gleichzeitig eine Obergrenze für den pauschalierten Investitionszuschlag eingeführt, die sich auf jedes Kalenderjahr der ersten Regulierungsperiode bezieht.

Der pauschalierte Investitionszuschlag soll, wie von Netzbetreibern richtigerweise vorgetragen wurde, in jedem Jahr der Regulierungsperiode Wirkung entfalten. Auch wirken bereits im Rahmen des pauschalierten Investitionszuschlags getätigte Investitionen eines Kalenderjahres im nächsten Kalenderjahr fort. Des Weiteren wurde von Netzbetreibern richtig vorgetragen, dass der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr der Regulierungsperiode zu gewähren ist.

¹⁴ Dabei wird der Unterschied zwischen den Kapitalkosten gemäß GasNEV und den Kapitalkosten nach Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr.3 i.V.m. Abs. 2 ARegV außer Acht gelassen.

Diese kalenderjährliche Gewährung des pauschalierten Investitionszuschlages hat jedoch nur einmalig im Rahmen der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zu erfolgen und unterliegt keiner weiteren Anpassung, wie sich bereits aus § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV ergibt, welcher gerade nicht auf § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV verweist. Gemäß § 25 Abs. 2 ARegV darf der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr 1 Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten. Würde man den pauschalierten Investitionszuschlag so kumulieren, dass man in jedem Kalenderjahr 1 Prozent der standardisierten Kapitalkosten auf die bereits bestehenden 1 Prozent addiert, dann würde im vierten Jahr der Regulierungsperiode der pauschalierte Investitionszuschlag 4 Prozent der standardisierten Kapitalkosten betragen. Der pauschalierte Investitionszuschlag würde somit bereits im Kalenderjahr 2010, wie auch in den folgenden Kalenderjahren 2011 und 2012 die in § 25 Abs. 2 ARegV festgelegte Obergrenze von 1 Prozent der standardisierten Kapitalkosten überschreiten. § 25 Abs. 2 ARegV setzt somit die Obergrenze des pauschalierten Investitionszuschlages fest. § 25 ARegV trifft keinerlei Vorgaben, wann der Netzbetreiber seine Investitionen zu tätigen hat. Dies bestimmt der Netzbetreiber durch seinen Antrag. Die Landesregulierungsbehörde legt im Rahmen dieser Festlegung eine Erlösobergrenze pro Kalenderjahr fest, hierbei wird für jedes Kalenderjahr der pauschalierte Investitionszuschlag, unter Berücksichtigung der Obergrenze von 1 Prozent, in der beantragten Höhe berücksichtigt.

Bei Netzbetreibern, deren kalenderjährliche Erlösobergrenzen anhand mehrerer Netzkostenblöcke bestimmt werden, bezieht sich die Höhe des genehmigungsfähigen Investitionszuschlages auf die nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten aller Netzbereiche.

4.2.3.2. Ausgleich in der folgenden Regulierungsperiode (§ 25 Abs. 3 ARegV)

Obwohl im vorliegenden Verfahren ein Ausgleich nach § 25 Abs. 3 ARegV naturgemäß noch nicht vorzunehmen bzw. zu berücksichtigen ist, soll der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen werden, dass, sofern die Investitionen nicht die nach den o.g. Grundsätzen festgelegte Höhe erreichen, in der folgenden Regulierungsperiode ein Ausgleich stattzufinden hat. Der Ausgleich erfolgt in Höhe der Differenz zwischen den tatsächlichen Investitionen und dem pauschalierten Investitionszuschlag. Gemäß § 25 Abs. 3 S. 2 ARegV erfolgt der Ausgleich und die Verzinsung des Differenzbetrages wie beim Regulierungskonto, d.h. nach derselben Methodik. Allerdings erfolgt keine Buchung dieser Beträge auf dem Regulierungskonto. Sofern die auf den Inves-

tionen beruhenden Kapitalkosten den pauschalierten Investitionszuschlag übersteigen, erfolgt gemäß § 25 Abs. 3 S. 3 ARegV kein Ausgleich.

4.2.3.3. Weitere Rechtsfolgen der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags

Für den Fall der Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags in die Erlösobergrenze hat der Netzbetreiber gemäß § 28 Nr. 7 ARegV der Regulierungsbehörde gegenüber die Differenz nach § 25 Abs. 3 S. 1 ARegV¹⁵ mitzuteilen, d.h. den Differenzbetrag zwischen einbezogenem pauschalierten Investitionszuschlag und den tatsächlichen Investitionen. Darüber hinaus ist nach § 28 Nr. 7 ARegV eine für einen sachverständigen Dritten nachvollziehbare Darstellung der zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit zu erstellen. Eine inhaltliche Einzelprüfung des Investitionsbedarfs erfolgt nicht.¹⁶

Die Mitteilung gemäß § 28 Nr. 7 ARegV hat nach dem Sinn und Zweck der Regelung jährlich zu erfolgen. Sie dokumentiert somit kontinuierlich die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers im Ablauf der Regulierungsperiode. Eine verbindliche Fristvorgabe ist nicht bestimmt. Eine Mitteilung ist jeweils nach Ablauf eines Kalenderjahres und mit Vorliegen des jeweils geprüften Jahresabschlusses, d.h. erstmalig im Jahre 2010, einzureichen.

4.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. 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 1.3, Punkt 2.3, Zeile 8 zu entnehmen.

¹⁵ Bei dem im amtlichen Text des § 28 Nr.7 ARegV enthaltenen Verweis auf § 25 Abs. 2 S.1 ARegV handelt es sich insoweit um ein redaktionelles Versehen.

¹⁶ BR-Drs. 417/07, S.70 f.

4.4. Beeinflussbare Kosten

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 1.3, Punkt 2.3, Zeile 11 zu entnehmen.

4.5. Individuelle Effizienzvorgabe

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 rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die erste Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 2 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen ist. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV grundsätzlich fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der ersten Regulierungsperiode innerhalb von zehn Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,1 \cdot t$.

Abweichend von § 3 Abs. 2 ARegV beträgt für Gas gemäß § 34 Abs. 1b S. 1 ARegV die Dauer der ersten Regulierungsperiode vier Jahre. Dies hat jedoch auf die Bestimmung des Verteilungsfaktors gemäß § 34 Abs. 1b S. 2 ARegV keine Auswirkungen, da die Erlösobergrenze unter anteiliger Berücksichtigung der Effizienzvorgaben für die erste Regulierungsperiode bestimmt wird.¹⁷ Dies bedeutet, innerhalb der ersten Regulierungsperiode sind vier Zehntel der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienz abzubauen.

4.6. Verbraucherpreisgesamtindex

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

¹⁷ BR-Drs. 417/07 (B), S. 16.

die Erlösobergrenze gilt, verwendet. Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr.

Das Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 5 ARegV das Jahr 2006. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2006 101,6 und der VPI für das Jahr 2007 103,90, wobei der Wert des Jahres 2005 auf 100 normiert ist.¹⁸ Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2007 zum VPI für das Jahr 2006 für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode (2009) einen Inflationierungsfaktor in Höhe von 1,0226. Die Inflationsrate für das Jahr 2007 – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI 2007 gegenüber dem VPI des Basisjahres 2006 – beträgt damit 2,26 Prozent.

In Ermangelung eines zum Entscheidungszeitpunkt vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten VPI für die Jahre 2008 ff. war für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode eine Prognose des jeweiligen VPI für die Jahre 2008 bis 2010 notwendig. Für die Prognose des VPI wurde angenommen, dass sich der VPI gegenüber dem Vorjahr jährlich um die Inflationsrate des Jahres 2007 in Höhe von 2,26 Prozent erhöht (Anlage 1.3, Punkt 2.4, Zeilen 18 und 19).

Es hat gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres eine jährliche Anpassung des VPI durch den Netzbetreiber zu erfolgen. Die tatsächlichen Erlösobergrenzen in den Jahren 2010 bis 2012 können daher von den in den Anlagen genannten Werten abweichen.

4.7. Produktivitätsfaktor

Internationale Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen zeigen, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- und Gasnetzen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten. In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form niedrigerer Preise an die Kunden weiterzugeben.

¹⁸

www.destatis.de / Preise / Verbraucherpreise / Gesamtindex nach 12 Abteilungen: Tabelle: Verbraucherpreisindex für Deutschland, 2005=100, Spalte: Gesamtindex (alle 12 Abteilungen)

Im Rahmen der Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen nicht nur zu berücksichtigen, wie ein Netzbetreiber seine individuelle Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern verbessern kann (individuelle Effizienzvorgabe) sondern auch, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor.

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

In der ersten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,25 Prozent, in der zweiten Regulierungsperiode jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs. 2 ARegV).

In Anlage 1 zu § 7 der ARegV wird 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 der folgenden Formel: $PF_t = (1 + 0,0125)^t - 1$ (Anlage 1.3, Punkt 2.4, Zeilen 20 und 21).

Die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts gemäß § 9 ARegV bei der Ermittlung der Erlösobergrenze verstößt nicht gegen die rechtlichen Vorgaben des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG. § 9 ARegV steht insbesondere nicht im ausdrücklichen Widerspruch zu den Regelbeispielen der Ermächtigungsnorm des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG.

Die Vorgaben zur methodischen Fassung einer Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung sind nicht abschließend. Dies ergibt sich aus dem insoweit eindeutigen Wortlaut des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG; die dortige Aufzählung ist keineswegs abschließend („insbesondere“). Nach Sinn und Zweck des § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG sollte der verordnungsgeberische Spielraum keinesfalls auf Null reduziert werden.

In monopolistisch geprägten Sektorenmärkten ist der im Falle einer Wettbewerbssimulation zu erwartende sektorale Produktivitätsfortschritt höher als der gesamtwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt, da anders als im Vergleich zu einem wettbewerblichen Umfeld keine Anreize bestehen höhere Produktivitätsfortschritte zu realisieren.

Es ist daher erforderlich wettbewerbsanaloge Vorgaben zu machen. Überdies steht diese Sichtweise im Einklang mit den Zielvorgaben des § 1 Abs. 1 EnWG.

Die nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG geforderte Berücksichtigung der „inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung“ wird grundsätzlich durch die Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung in der Regulierungsformel abgebildet.

Im Übrigen wird eingewandt, dass die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts rechtswidrig sei, da sich der Faktor für den sektoralen Produktivitätsfortschritt nach der Regulierungsformel aus Anlage 1 zu § 12 der ARegV auch auf vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile beziehe, die tatsächlich nicht beeinflussbare Kostenanteile darstellten. Dies gelte insbesondere für die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden beruhenden Kostenanteile, die nach § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV immer Bestandteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 3 ARegV seien und somit nicht der Effizienzvorgabe des § 16 Abs. 1 ARegV unterlägen.

Nach der Regulierungsformel (Anlage 1 zu § 7 ARegV) sind die Kostenanteile i.S.d. § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV der Inflationierung zu unterwerfen. Lediglich die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden von der Inflationierung ausgenommen. Eine Inflationierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist aufgrund der Regelung des § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV nicht erforderlich; in den kalenderjährlichen Anpassungen werden die Inflation und die erhöhte sektorale Produktivität unmittelbar abgebildet. Sämtliche Kosten des Netzbetreibers unterliegen somit mittelbar oder unmittelbar der Inflationierung. Es erfolgt damit – unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen – letztlich eine kalenderjährliche Erhöhung der Erlösobergrenze.

Der Verbraucherpreisindex bildet für sich gesehen bereits die allgemeine volkswirtschaftliche Produktivität ab. Die sektorspezifische Produktivität des Energiemarktes ist aber höher. Der Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV stellt insoweit ein Korrigendum zu dem allzu stark verallgemeinernden Verbraucherpreisindex dar.¹⁹ Es ist sachlich nicht zu rechtfertigen, den Verbraucherpreisindex und damit auch den darin enthaltenen Produktivitätsfortschritt allein auf die beeinflussbaren Kosten anzuwenden. Eine Korrektur des Produktivitätsfortschritts muss sich auf den Verbraucherpreisindex als ganzes und auf die zu inflationierenden Kosten insgesamt beziehen.

¹⁹ BR-Drs. 417/07, S.48.

Überdies ist die Zielrichtung der Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts und der Effizienzvorgabe nach § 16 Abs. 1 ARegV eine grundlegend andere. Während durch § 16 Abs. 1 ARegV das Ziel verfolgt wird, eine weitestgehende Angleichung der Unternehmen zu erreichen, soll die Vorgabe des § 9 ARegV für die in dem zu betrachtenden monopolistischen Sektormarkt enthaltenen Unternehmen sicherstellen, dass diese ihre Produktivitätspotentiale voll ausschöpfen. Der sich aus dem höheren Produktivitätsfortschritt ergebende Monopolgewinn soll keinesfalls perpetuiert werden.

Darüber hinaus wird vorgetragen, dass die durch den Ordnungsgeber vorgenommene Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die erste und zweite Regulierungsperiode, wegen des fehlenden wissenschaftlichen Nachweises, gegen das in § 21a Abs. 5 S. 5 EnWG enthaltene Erfordernis der Methodenrobustheit verstoße.

Dieser Einwand ist unzutreffend. Der Ordnungsgeber hat den Produktivitätsfaktor nach dem Stand der Wissenschaft ermittelt. Im „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG“ wurde bereits ausgeführt, dass der tatsächliche Produktivitätsfortschritt des Sektormarktes in einem Zeitraum von 1977 bis 1997 nach dem Törnquist-Index bei 2,54 Prozent - folglich wesentlich über 1,25 Prozent - liegt. Der Ordnungsgeber hat den bereits im Vorfeld der Veröffentlichung des Berichtes der Bundesnetzagentur vorgetragenen Einwendungen hinsichtlich der Ermittlungsmethodik durch einen äußerst großzügigen Sicherheitsabschlag Rechnung getragen.

4.8. Erweiterungsfaktor

Nach § 10 ARegV kann unter den vorgegebenen Voraussetzungen während einer Regulierungsperiode die Erlösobergrenze angepasst werden. Hierzu ist gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV ein entsprechender Antrag des Unternehmens erforderlich. Diesen hat der Netzbetreiber gestellt. Der Antrag ist abzulehnen.

Eine Anwendung des § 10 ARegV im ersten Jahr der ersten Regulierungsperiode scheidet aus. Einer Berücksichtigung steht entgegen, dass für das Jahr 2009 die Erlösobergrenze erstmalig ermittelt wird. Nach dem Wortlaut der Vorschrift bezieht sich der Erweiterungsfaktor aber auf eine Anpassung einer – bereits vorhandenen – Erlösobergrenze. Dieses ist jedoch frühestens für das Jahr 2010 möglich. Darüber hinaus widerspricht es auch der Systematik und dem Sinn und Zweck der Anpassungsregelung des § 10 ARegV, sie bereits für die Festlegung der ersten Erlösober-

grenze heranzuziehen. Die Ausgangsdatenbasis für die Berechnung bestimmt § 6 ARegV. Damit ist auch der zeitliche Versatz zwischen Basis für die Kostenermittlung und Wirksamwerden der Erlösobergrenzen festgeschrieben. Die Landesregulierungsbehörde geht vielmehr davon aus, dass die Werte des Basisjahres auch die Ausgangslage für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode bilden. Diese Auslegung wird auch durch die Änderung von § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV durch Artikel 3 des Gesetzes vom 08.04.2008 (BGBl. I vom 11.04.2008, S. 696) deutlich. Zur Klarstellung ist der Zusatz in die Verordnung eingefügt, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze für 2009 nicht möglich ist.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus Anlage 2 zu § 10 ARegV. Die Formel in Anlage 2 zu § 10 ARegV verlangt zunächst Werte für die Fläche des versorgten Gebietes ($F_{0,i}$), die Anzahl der Ausspeisepunkte ($AP_{0,i}$) oder der zeitgleichen Jahreshöchstlast ($L_{0,i}$) im Basisjahr der Anreizregulierung. Basisjahr in diesem Sinne ist nach § 6 Abs. 2 ARegV das Geschäftsjahr 2006. Weiterhin sind die vorgenannten Werte im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzugeben ($F_{t,i} / AP_{t,i} / L_{t,i}$). Durch den Index t,i wird lediglich die Aussage getroffen, dass diese Formel sich auf ein bestimmtes Kalenderjahr in der Regulierungsperiode bezieht und nicht auf die gesamte Regulierungsperiode. Eine Aussage in welchem Jahr der Regulierungsperiode diese Formel erstmalig Anwendung findet ist hierdurch nicht ableitbar. Die Anwendbarkeit der Formel kann sich allein durch die Regelungen in den §§ 4 Abs. 4 Nr. 1, 10 ARegV ergeben. Auch Anlage 1 nimmt bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten Bezug auf das Jahr t der Regulierungsperiode. Die Anpassung dieser Kosten im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist aber durch § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV ausgeschlossen. Der Bezug auf das Jahr t in den Anlagen 1 und 2 zur Anreizregulierung stellt somit lediglich klar, dass es sich hierbei um eine Variable handelt die abhängig vom Kalenderjahr ist. Sie trifft noch keine Aussage darüber, in welchem Jahr t die Formel anzuwenden ist.

Die Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe für das Jahr 2009 stehen aber zum 30. Juni des Vorjahres 2008 und auch bis zum 30.06.2009 noch nicht vollständig fest. Anlage 2 stellt aber auf Ist-Werte zum Zeitpunkt der Antragstellung (30.06.) ab; Planwerte finden keine Anwendung. Eine ex-post-Kontrolle der durch die Änderung der Versorgungsaufgabe tatsächlich entstandenen Kosten findet nicht statt. Somit muss die Änderung der Versorgungsaufgabe bereits abgeschlossen sein, um sicher von einer berücksichtigungsfähigen Kostensteigerung beim Netzbetreiber ausgehen zu können. Kosten für Erweiterungsinvestitionen des Jahres 2009 können bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe im Folgejahr 2010 - wiederum als Erweiterungsfaktor mit Stand 30.06.2010 - beantragt werden. Eine

Berücksichtigung ist damit erstmals zum 01.01.2010 auf Grund eines Antrages zum 30.06.2009 möglich.

Der bezüglich dieses Sachverhaltes hilfsweise gestellte Härtefallantrag gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV wird ebenfalls abgelehnt. § 10 ARegV regelt die Möglichkeit der Anpassung des Erweiterungsfaktors aufgrund einer nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgabe abschließend. Bereits nach der Beschreibung der Veränderung der Versorgungsaufgabe in § 10 ARegV kann diese nicht unvorhersehbar für den Netzbetreiber sein. Auch die Systematik von § 4 Abs. 4 ARegV zeigt, dass sich die beiden Fälle ausschließen. Für einen Härtefallantrag nach § 4 S. 1 Nr. 2 ARegV wäre darüber hinaus auch darzulegen gewesen, warum die Beibehaltung der Erlösobergrenze in diesem konkreten Fall eine nicht zumutbare Härte bedeutet.

4.9. Qualitätselement

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen (Qualitätselement). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements entscheidet die Regulierungsbehörde. Es müssen jedoch hinreichend belastbare Daten vorliegen.

Das Qualitätselement findet gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV in der ersten Regulierungsperiode keine Anwendung. Die Anwendung des Qualitätselements wird bei Gasversorgungsnetzen erst im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

4.10. Regulierungskonto

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 einem 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 10 Prozent, so sind gemäß § 5 Abs. 3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Die Landesregulierungsbehörde ermittelt gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV den Saldo des Regulierungskontos im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode. Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. 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.

4.11. Periodenübergreifende Saldierung

Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 GasNEV sind gemäß § 34 Abs. 1 S. 1 ARegV in der ersten Regulierungsperiode als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln.

Netzbetreiber sind gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 S. 1 GasNEV verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 der GasNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln.

Die Mehr- oder Mindererlöse für das Jahr 2006, die anschließend jeweils zu einem Drittel in den Jahren 2008 bis 2010 anzusetzen sind, ergeben sich bereits aus dem entsprechenden Entgeltbescheid. Die Ergebnisse werden folglich übertragen und bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Zur Ermittlung der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2007 wird zunächst für die abgeschlossene Kalkulationsperiode der Mehr- oder Minderabsatz gegenüber den von dem Netzbetreiber im vorangegangenen Antrag zugrunde gelegten Absatzmengen ermittelt. Diese Mehr- bzw. Mindermengen werden entsprechend dem Zeitanteil herangezogen, in dem 2007 von der Landesregulierungsbehörde genehmigte Entgelte bestanden. Der Zeitanteil wird

tagesgenau berechnet, wobei für das Gesamtjahr 365 Tage zugrunde gelegt werden. Eine Aufteilung der Mehr- bzw. Mindererlöse anhand der tatsächlichen Lastsituation wurde nicht durchgeführt. Denn dies würde konsequenterweise auch eine entsprechende Verprobungsrechnung voraussetzen. Die Vorgehensweise der Landesregulierungsbehörde führt langfristig zu demselben Ergebnis wie bei einer temperaturbereinigten Absatzbetrachtung. Eine Pauschalierung im Rahmen einer kalkulatorischen Berechnung ist notwendig. Zudem würde eine Prüfung der zugrunde liegenden Mengen, unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Gradtagszahlgewichte, für eine Vielzahl von Netzbetreibern nicht leistbar sein. Eine Vereinfachung ist daher auch verfahrensökonomisch dringend geboten. Es wäre in jedem Einzelfall eine tief greifende individuelle Prüfung der individuellen Gradtagszahlgewichte und Berechnungsmethodiken erforderlich.

Der auf Basis der genehmigten Entgelte ermittelte Differenzbetrag wird anschließend für die Jahre 2007 und 2008 verzinst. Für das Jahr 2007 wird gemäß § 10 Satz 5 und 6 die Hälfte des Differenzbetrages verzinst. Für das Jahr 2008 wird das durchschnittlich gebundene Kapital verzinst. Die Verzinsung wird dabei sowohl für die etwaigen Mindererlöse als auch für die etwaigen Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 4,23 Prozent berechnet. Die Berechnung des Zinssatzes ergibt sich aus der Festlegung der Landesregulierungsbehörde vom 22.05.2007 (Anlage 1, Ziffer 4.3). Dort heißt es: Der Zinssatz für die Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages und des durchschnittlichen Differenzbetrages i.S.v. § 10 GasNEV wird festgelegt auf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dies bedeutet, dass der Zinssatz von 4,23 Prozent lediglich für die periodenübergreifende Saldierung 2007 Anwendung findet. Für 2008 ist dieser neu zu ermitteln.

Der so ermittelte aufgezinste Differenzbetrag wird anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,23 Prozent gemäß § 10 GasNEV zu einem Drittel bei der Erlösobergrenze 2009 berücksichtigt. Ein weiteres Drittel wird in die Erlösobergrenze 2010 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2011 einbezogen. Der Verteilungszeitraum von drei Jahren ergibt sich aus der analogen Anwendung des § 10 GasNEV. Dem Wortlaut des § 34 Abs. 1 S. 2 ARegV ist kein konkreter Verteilungszeitraum zu entnehmen („Der Ausgleich der Mehr oder Mindererlöse erfolgt [...] über die erste Regulierungsperiode verteilt.“). Hingegen regelt der ausdrücklich in Bezug genommene § 10 S. 3 GasNEV den Zeitraum der Verteilung und Verzinsung der annuitätischen Beträge („Eine Saldierung erfolgt jeweils über die drei folgenden Kalkulationsperioden.“). Indem § 34 Abs. 1 S. 2 ARegV den § 10 GasNEV für „entsprechend“ anwendbar erklärt, wird lediglich Rücksicht darauf

genommen, dass unter dem Regime der Anreizregulierung eine kalenderjährliche (§ 5 ARegV) und keine geschäftsjährliche (§ 10 i.V.m. § 2 S. 1 Nr. 2 GasNEV) Abgrenzung mehr erfolgt. Dies gilt insbesondere, da im laufenden Kalenderjahr 2009 eine weitere periodenübergreifende Saldierung für das Geschäftsjahr 2008 durchzuführen ist. Eine Verteilung wäre hier denklogisch nicht mehr über die gesamte Regulierungsperiode möglich, da eine Anpassung der Netzentgelte nach § 17 ARegV erst zum 01.01.2010 möglich wäre. Würde man eine solche Verteilung vornehmen, so käme die Annuität des Jahres 2009 dem Netzbetreiber erst in den Jahren 2013 bis 2018 zu Gute bzw. zu Lasten. Es ist daher sachgerecht, eine annuitätische Verteilung nach den Regeln des § 10 S. 3 GasNEV über drei Jahre vorzunehmen.

Analog wird die Landesregulierungsbehörde im kommenden Jahr einen Mehr- oder Mindererlöse für 2008 ermitteln und dem Antragsteller danach den Betrag mitteilen, der gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV den genehmigten Erlösobergrenzen für 2010, 2011 und 2012 noch hinzuzurechnen oder abzuziehen ist.

Der so ermittelte Betrag wird im Rahmen der Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen jeweils als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse angesetzt.

4.12. Sonstiges

Hinweis:

Die Position 2.11. Sonstiges der Anlage 1.3 dient der Berücksichtigung der sich aus den Entscheidungen des Bundesgerichtshofs/Oberlandesgerichts Koblenz ergebenden notwendigen Korrekturen. Die Landesregulierungsbehörde wird nach dem Beschluss des Oberlandesgerichts Koblenz, voraussichtlich im Jahr 2009, die entsprechenden Berechnungen vornehmen.

Die Landesregulierungsbehörde behält sich vor, den Netzbetreiber zu verpflichten, seine kalenderjährlichen Erlösobergrenzen beginnend ab dem 01.01.2010 im Verlauf der Regulierungsperiode um die Mehrerlöse einschließlich einer angemessenen Verzinsung zu reduzieren, die er dadurch erzielt hat, dass er in der Zeit vom 29. Januar 2006 bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte nach der GasNEV seine ursprünglichen Entgelte beibehalten hat. Hinsichtlich dieser Mehrerlösabschöpfung wird die Landesregulierungsbehörde eine gesonderte Entscheidung treffen, die dann im Falle einer Beschwer durch den Netzbetreiber angegriffen werden kann. Es ist daher nicht erforderlich, zur Wahrung der materiellen Rechtsposition des Netzbetrei-

bers gegen den Vorbehalt Beschwerde einzulegen.

Die Landesregulierungsbehörde hatte im Rahmen der Anhörung mitgeteilt, dass sie beabsichtigt, Hinweise und Auflagen bezüglich der Anpassung und Umsetzung der Erlösobergrenze festzulegen bzw. anzuordnen. Sie hat sich jedoch entschieden, hierauf zunächst zu verzichten und hierzu den Unternehmen lediglich Handlungsempfehlungen bis Mitte Dezember 2008 zur Verfügung zu stellen. Sie tut dies im Vertrauen darauf, dass die Netzbetreiber ihren Mitwirkungspflichten ordnungsgemäß und fristgerecht nachkommen. Die Landesregulierungsbehörde behält sich jedoch für den Fall, dass die Unternehmen dieser Mitwirkungspflicht nicht ordnungsgemäß bzw. fristgerecht nachkommen, vor, zu einem späteren Zeitpunkt eine eigene Festlegung zur Umsetzung der Erlösobergrenze (Tarifbildung, Verprobung etc.) und deren Anpassung in den Folgejahren zu treffen.

III.

Die Landesregulierungsbehörde hat den Netzbetreiber über die beabsichtigte Festlegung mit Schreiben vom XX.XX.XXXX informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt.

IV.

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

V.

Die beigelegten Anlagen 1.1 bis 8 (1.1 bis 7) (1.1 bis 6 und 8) sowie Anlage A (Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Gas - Endfassung vom 27.11.2008, Version 2) bis sind Bestandteil dieser Festlegung.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung beginnenden Frist von einem Monat beim Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz - Landesregulierungsbehörde Energie -, Stiftsstraße 9, 55116 Mainz, einzureichen. Zur Fristwahrung genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Koblenz, Stresemannstraße 1, 56068 Koblenz, 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 eine Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie Tatsachen und Beweismittel enthalten, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung. Auf Antrag kann das Beschwerdegericht die aufschiebende Wirkung ganz oder teilweise wiederherstellen.

Mainz, im Dezember 2008

Landesregulierungsbehörde Energie

beim Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau

Andreas Krüger

Anlagen: Anlage 1.1 - Basisdaten zur Ermittlung der Erlösobergrenze

 Anlage 1.2 - Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2
 ARegV

 Anlage 1.3 - Ermittlung der Erlösobergrenze

 Anlage 2 - Überleitungsrechnung

 Anlage 3 - Vergleichsparameter

Anlage 4 - Vergleichbarkeitsrechnung

Anlage 5 - Effizienzwert

Anlage 6 - Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Anlage 7 - Periodenübergreifende Saldierung

Anlage 8 - Pauschalisierte Investitionszuschlag nach § 25 ARegV

Anlage A - Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte
Verteilernetzbetreiber Gas - Endfassung vom 27.11.2008, Version 2

Anlage B - CD-ROM (beinhaltet die o.g. Anlagen)