



**Beschluss**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 2 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen  
für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022)**

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

durch den Vorsitzenden

Helmut Fuß,

die Beisitzerin

Anne-Christine Zeidler

und den Beisitzer

Roland Naas,

gegenüber der OPAL Gastransport GmbH & Co.KG, Emmerichstr. 11, 34119 Kassel,  
gesetzlich vertreten durch die OPAL Verwaltungs-GmbH, diese gesetzlich vertreten  
durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 24.09.2018 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden [REDACTED] für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 gemäß Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2018 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## GRÜNDE

### I. Sachverhalt

Mit Beschlüssen vom 25.02.2009 und 07.07.2009 hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur eine befristete Ausnahme von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG gegenüber der Antragstellerin für Verbindungskapazitäten auf der OPAL mit Entry auf deutschem Staatsgebiet und Exit in Brandov ausgesprochen (Az. BK7-08-009). Unter Verbindungskapazitäten sind beschränkt zuordenbare Entry- und Exit-Kapazitäten zu verstehen, die nur gebündelt angeboten werden. Sofern die Höhe der angebotenen bzw. gebuchten Entry-Kapazität von der Höhe der angebotenen bzw. gebuchten Exit-Kapazität abweicht, erstreckt sich die Ausnahme insgesamt nur auf den niedrigeren der beiden Werte (nachfolgend: „ausgenommene Kapazitäten“). Die nach dem Beschluss der Beschlusskammer 7 ausgenommenen Kapazitäten unterliegen nach § 28a EnWG nicht der Ermittlung der Netzzugangsentgelten gemäß § 24 Satz 2 Nr. 4 EnWG i.V.m. der ARegV. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

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

#### 1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des

Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK9-15/605-1, ABI. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 09.02.2017 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 06.03.2017 bzw. zuletzt vom 22.03.2017 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 08.06.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage I**).

Vorliegend besteht die Besonderheit, dass sich die vorliegende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen, wie beschrieben, nur auf die nicht nach § 28a EnWG ausgenommenen Kapazitäten bezieht. Dieser Umstand – ausgenommene und nicht ausgenommene Kapazitäten bezogen auf ein und dasselbe Netz - lässt sich kostenrechnerisch nur dergestalt abbilden, dass zunächst die Gesamtkosten des Netzbetriebs der Antragstellerin bestimmt werden. [REDACTED]

Das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV, bezogen auf die auf die ausgenommenen und nicht ausgenommenen Kapazitäten, ergibt sich aus den Anlagen I-NB nebst 1-NB bis 4-NB sowie I-VP nebst 1-VP bis 4-VP zu diesem Beschluss.

## **2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile**

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV hat die Beschlusskammer Informationen beim Netzbetreiber abgefragt. Der Netzbetreiber hat insoweit eine Überleitungsrechnung bereitgestellt. Die vom Netzbetreiber in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Bei Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Dritte (Pachtverhältnisse) anfallende und in Verpächterbögen erfasste Kosten oder Kostenbestandteile wurden von der Beschlusskammer kostenartenscharf in die Überleitungsrechnung des Pächters integriert, und die für diese Aufwendungen in der Überleitungsrechnung des Pächters bestimmte Kostenposition

Ziffer „1.1.2.2. - Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur“ wurde auf Null gesetzt, sofern der Kostenprüfung für das jeweilige Pachtverhältnis ein separater Erhebungsbogen zu Grunde gelegt wurde.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 30.06.2017 das Ergebnis der Prüfung mitgeteilt (Anlage IV).

### **3. Durchführung des Effizienzvergleichs nach § 22 Abs. 3 ARegV**

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 i.V.m. § 22 Abs. 3 S. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 19.01.2016 (BK9-15/604, ABI. 2/2016, S. 138 ff.) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 01.04.2016 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

In mehreren E-Mails an alle Fernleitungsnetzbetreiber wurden einzelne Auslegungsfragen zu den abgefragten Strukturdaten klargestellt. Bereits mit E-Mail vom 21.03.2016 erfolgten Auslegungshinweise zur Abfrage von Jahreshöchstlasten an Einzelpunkten und zu gebuchten Kapazitäten an Einzelpunkten. Mit E-Mail von 18.07.2016 wurden u.a. Klarstellungen zur Leistungsabfrage von (redundanten) Verdichtereinheiten, zur Abfrage von Fremdnutzungsanteilen, zum Gastransport über fremde Netze und zu buchbaren Kapazitäten aufgrund von Renominierungsbeschränkungsregeln geäußert. Mit E-Mail vom 26.07.2016 erfolgte eine Klarstellung hinsichtlich lediglich alternativ bestehender Kapazitäten.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Hierzu erfolgte eine mehrstufige Prüfung der eingereichten Daten. Anhand einer Sichtprüfung wurden diese auf Auffälligkeiten überprüft, etwa hinsichtlich der abgefragten Einheiten (m<sup>3</sup> und MWh) und dem Vergleich von Einzel- und Gesamtangaben (beispielsweise der Jahresarbeit oder Jahreshöchstlast). Außerdem erfolgte ein Abgleich mit vorhandenen Daten aus dem Netzentwicklungsplan. Neben Sichtprüfungen wurden automatisierte Toolprüfungen durchgeführt. Hierzu wurden die Daten auf Plausibilität mit den Angaben aus Altverfahren untersucht und mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2016 abgeglichen. Außerdem wurden diverse Logikprüfungen durchgeführt, wie dem Abgleich von da-

von-Positionen mit dem Hauptwert, dem Verhältnis der angegebenen Jahresarbeit und der Jahreshöchstlast oder dem Verhältnis der gebuchten und buchbaren Kapazitäten.

Untersucht wurden auch Leitungen im Bruchteilseigentum oder im Eigentum von Leitungsgesellschaften, an denen mehrere Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt sind. Hier wurden die jeweiligen Fremdnutzungsanteile geprüft, mit dem Ziel der Sicherstellung, dass in Summe bei Angaben wie dem Rohrvolumen die tatsächlichen Strukturparameter nicht mehrfach in den Effizienzvergleich einfließen.

In Fortentwicklung zur Datenabfrage für die zweite Regulierungsperiode wurde anhand einer Abfrage von einzelnen georeferenzierten Leitungsabschnitten das Vorliegen von Teilnetzen erfasst. Hierzu wurden den Fernleitungsnetzbetreibern mehrfach visuelle Darstellungen der ermittelten Geodaten und Teilnetze zur Stellungnahme übermittelt (u.a. E-Mails vom Juni 2016, 11.07.2016 und 06.09.2016). Diese Teilnetzbildung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern überwiegend kritisch bewertet. Aus gaswirtschaftlicher Sicht bestehe etwa trotz physischer Trennung der Netze ein in sich geschlossenes Gesamtsystem ohne Teilnetze. Mithilfe von Vereinbarungen zur Marktgebietskooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, aber auch durch kostenpflichtige Instrumente wie Lastflusszusagen, seien die entsprechenden Lücken zwischen den Systemgrenzen überbrückt. Dies erlaube die Darstellung von frei zuordenbaren Kapazitäten auch über vermeintliche Teilnetze hinweg. Nur so könnten die Anforderungen des § 21 GasNZV zur Reduzierung der Marktgebiete erfüllt werden.

Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Energie-daten-Portals der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Mit Schreiben von Anfang bis Ende September 2016 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern sukzessive mitgeteilt, dass die interne Plausibilisierung abgeschlossen wurde und im Anschluss an eine Bestätigung der Richtigkeit der zuletzt übermittelten Daten durch die Fernleitungsnetzbetreibern die Daten an ein externes Beraterkonsortium zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund von Rückfragen zu Auswertungen des Gutachterkonsortiums erfolgten mit E-Mail vom 19.12.2016 weitere Auslegungshinweise zur Angabe der Jahresarbeit und Jahreshöchstlast (Einzel- und Gesamtwerte). Es wurde erneut klargestellt, dass jeweils nur die physischen Gasmengen in Bezug auf das eigene Gasnetz zu melden seien; Fremdmengen Dritter seien herauszurechnen. Beim Fehlen von Messwerten

seien die netzbetreiberbezogenen Werte entsprechend der Festlegung zur Datenerhebung zu berechnen oder möglichst exakt schätzen. Ein Ansatz von reinen Allokationsdaten, die etwa im Fall von Gegenstrommengen mit dem tatsächlichen Messwert nicht vereinbar sind, wurde als unzulässig erachtet.

Im weiteren Verlauf der Datenerhebung kam es zu umfangreichen Korrekturen der gemeldeten Werte der Jahresarbeit- und Jahreshöchstlast. Dennoch fiel bei der weiteren Plausibilisierung auf, dass in einigen Fällen von Leitungen im Eigentum von Leitungsgesellschaften bzw. im Bruchteilseigentum zwischen Netzbetreibern in Summe mehr an Arbeit und Leistung gemeldet wurde, als die entsprechenden Leitungen physikalisch transportieren können. Zur Schaffung einer einheitlichen Datengrundlage wurden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 13.03.2017 aufgefordert, an den betroffenen Punkten einheitlich ermittelte Daten zu melden. Hierzu sollten die Einzel- und Gesamtwerte für die Jahresarbeit- und Jahreshöchstlast in zwei Varianten gemeldet werden, einmal anhand der Allokationswerte an diesen Punkten und einmal entsprechend den vertraglichen Kapazitätsnutzungsverhältnissen an diesen Punkten. Diese Vorgehensweise wurde als erforderlich erachtet, um die Kritik der Fernleitungsnetzbetreiber an den bisher erhobenen Daten bzw. deren Berechnungslogik prüfen zu können. Im Verlauf des Verfahrens verwiesen die Fernleitungsnetzbetreiber überwiegend darauf, dass die Verwendung des Kapazitätsnutzungsverhältnisses nicht sachgerecht sei. In Einzelfällen stellte die Bundesnetzagentur im Rahmen der Plausibilisierung fest, dass Fernleitungsnetzbetreiber an Marktgabietsaustauschpunkten von Leitungsgesellschaften 100 % des Messwertes gemeldet haben, da hier keine Allokationsdaten vorlägen. Die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber wurden aufgefordert, die Eigenanteile der Arbeits- und Lastwerte zu schätzen; andernfalls werde das Kapazitätsnutzungsverhältnis angesetzt, um sicherzustellen, dass in den Effizienzvergleich in Summe lediglich der Messwert Einfluss finden könne. In der Folge wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber erweiterte Schätzansätze entwickelt, die eine sachgerechte Abbildung der Marktgabietsaustauschpunkte an Leitungsgesellschaften erlauben.

Basierend auf dem damaligen Datenstand wurde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 17.03.2017 eine erste Datenquittung mit den zuletzt vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Strukturdaten und hieraus ermittelten potentiellen Vergleichsparametern über das Energiedatenportal zur Stellungnahme bis zum 21.04.2017 zur Verfügung gestellt. Die Datenquittung enthielt umfangreiche Angaben zu den vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Daten und den daraus durch die Bundesnetzagentur und dem Beraterkonsortium errechneten Pa-

rametern. Die potentiellen Vergleichsparameter Leitungslänge, Rohrvolumen, Rohrleitungsmantelfläche, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast, Ein- und Ausspeisepunkte, Ein- und Ausgangsdruck, Druckdifferenz, mittleres Druckniveau, verschiedene GIS-basierte Parameter (Polygonfläche, Transportmoment, Transportwurzelmoment, mittlere Transportentfernung, Transportmomentfläche, horizontaler Transportanteil) wurden in verschiedenen Ausprägungen genannt und deren Herleitung dargelegt (Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber, Arbeitsstand Parameterdefinitionen, Stand März 2017). Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurden Dateien mit Details zur Berechnung der Transportmomente und der Polygonfläche sowie kartenmäßige Darstellungen der Polygonflächen beigelegt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zu Einzelsachverhalten hinsichtlich der von Ihnen gemeldeten Daten, zu von der Bundesnetzagentur ermittelten redundanten Ein- und Ausspeisepunkten und teilweise zur Methodik der Parameterermittlung insbesondere bezüglich der Teilnetzbildung Stellung genommen.

Am 02.05.2017 fand eine Konsultation der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter und zur Vorbereitung der Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden durch die Bundesnetzagentur statt. Dabei wurde das den Effizienzvergleich begleitende Beraterkonsortium bestehend aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL und FourManagement GmbH vorgestellt. Ziel der Konsultation war es, die untersuchten potentiellen Vergleichsparameter vorzustellen und konzeptionell einzuordnen sowie die Ergebnisse der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse zu erörtern. Den Teilnehmern wurde explizit die Möglichkeit eingeräumt, weitere mögliche Vergleichsparameter vorzuschlagen. Schließlich sollten erste Überlegungen zur Methodik des Effizienzvergleichs konsultiert werden. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde die methodische Vorgehensweise des Beraterkonsortiums zur Plausibilisierung der gemeldeten Daten erörtert. Ausgehend von der für die dritte Regulierungsperiode erweiterten Datenabfrage und der ingenieurwissenschaftlich ermittelten Fortentwicklung des Gasmarktes wurde die Bildung von im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode neuen Parametern vorgestellt. (etwa das Transportmoment mit der Jahresarbeit als Eingangsgröße, Transportmoment berechnet mit den realen Distanzen anstatt der Luftlinie). Ausführlich wurde aufgrund von ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen zum Verhältnis der Kosten, der Kapazität und des Querschnitts von Leitungen der Parameter des „Transportwurzelmoments“ erör-

tert. Auch die Prüfung von gebietsstrukturellen Daten wie den Bodenklassen wurde dargelegt. Dies führte zu einer Liste von 24 sogenannten Basisparametern, die in 8 Kategorien variiert werden können. Die sogenannte „Long List“ umfasste 72 potentielle Vergleichsparameter, deren ingenieurwissenschaftliche Untersuchung vorgestellt wurde. Die Parameter wurden den Versorgungsaufgaben des Transports, der Kapazität und der Dienstleistung sowie dem Grad der Kontrollierbarkeit / Endogenität zugeordnet. Ausgewählte Parameter wurden in einer Referenznetzanalyse auf ihre kostentreibende Wirkung hin untersucht. Schließlich erfolgte die Vorstellung der Priorisierung der Parameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht, wobei klargestellt wurde, dass diese Priorisierung keinen prinzipiellen Ausschluss von potentiellen Vergleichsparametern nach sich zieht, sondern lediglich die Rangfolge beim sogenannten Top-Down-Ansatz im Modul des eigentlichen Effizienzvergleichs bestimmen soll. Im Hinblick auf den der Kostentreiberanalyse folgenden Effizienzvergleich wurden die Zielsetzung, die Methoden und die Gütekriterien im Konsultationstermin erörtert. Hierbei wurden insbesondere die ideale Modellgröße, die Methodik zur Herleitung der Modelle sowie deren Validierung und Normierung diskutiert. Die Herleitung der Modelle sollte parallel anhand einem restringiertem und einem unrestringiertem Verfahren sowie testweise anhand des Modells für die zweite Regulierungsperiode erfolgen. Während beim restringierten Verfahren als Ausgangsparameter die anhand der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse ermittelten priorisierten Parameter herangezogen werden („Top Down“), erfolgt die Parameterauswahl beim unrestringiertem Verfahren allein anhand ökonomischer Gütekriterien ohne Beachtung der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse („Bottom Up“). Die vorgesehenen Ausreißeranalysen mittels der Dominanzanalyse, der Supereffizienzanalyse bzw. der Cooks-Distanz sowie die Second Stage Analysen wurden ebenso erörtert. Abschließend wurden die grundlegenden Gütekriterien für das finale Modell dargelegt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 23.05.2017 eingeräumt.

Im Nachgang zum Konsultation haben fünf Fernleitungsnetzbetreiber und der FNB Gas e.V. schriftlich Stellung genommen.

### **Referenznetzanalyse**

Es wurde die Frage aufgeworfen, inwiefern die Referenznetze die tatsächliche Versorgungsaufgabe auch im Hinblick auf die angeblich gestiegene Heterogenität der

Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zum letzten Effizienzvergleich abbilden. Gefordert wurde ein Vergleich der Struktur der Netze im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode hinsichtlich der Heterogenität in den Dimensionen der Versorgungsaufgabe. Dabei seien die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Dies betreffe nicht nur die Differenzierung zwischen dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern einerseits und Haushalts- und Gewerbekunden andererseits, sondern auch den Anteil am Transport mit Hochdruckleitungen. Während einzelne Fernleitungsnetzbetreiber den überwiegenden Teil der Hochdruckleitungen im eigenen Versorgungsgebiet betreiben, werde diese Aufgabe bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern stärker durch Verteilernetzbetreiber wahrgenommen.

Hinsichtlich der generellen Vorbehalte gegen die Referenznetzanalyse wurde auf die Ausführungen zum Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode verwiesen. Die Referenznetzanalyse treffe nicht vollständig nachvollziehbare Annahmen. Die modellhaften Kosten beruhen nur partiell auf realen Assets und Kostenstrukturen. Es sei zu hinterfragen, ob die Referenznetzanalyse nicht mit Ist-Kosten durchzuführen sei.

Zum Teil wurde angemerkt, dass die Prämissen für die Referenznetzanalyse (z.B. Netztopologie, Anlagenmix, Kostenansätze für Investitionen, Betriebskosten) nicht vorgestellt worden seien und dies zur Intransparenz der Referenznetzanalyse führe.

Die Außerachtlassung von Verdichtern bei der Referenznetzanalyse sei eine erhebliche Schwäche. Bei der Entscheidung für mehr Verdichterbau oder für den Bau zusätzlicher Leitungen komme es zu erheblichen Unterschieden in den Investitionsvolumina und den Kosten. Die volatilen Kosten der Antriebsenergie seien außer Acht gelassen worden, obwohl diese als Inputgröße im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Wirkung der Entscheidung auf einzelne Parameter (z.B. Leitungslänge, Rohrvolumen, Verdichterleistung) sei deutlich unterschiedlich. Die Relevanz von Verdichtern ergebe sich nicht nur aus dem bestehenden Anlagenmix, sondern auch aus den Netzentwicklungsplänen. Es wurde angemerkt, dass bei der Referenznetzanalyse auch wesentliche Netzkomponenten wie Mess- und/oder Regelstrecken, Prozessgaschromatographen, Molchscheusen, Druckstufen mit Sicherheitsabsperrentilen, Vorwärmleistung etc. weder als Betriebs- noch als Investitionskosten berücksichtigt worden seien. Außerdem sei die Vorgehensweise intransparent. So sei

unklar, wie Variationen der Druck, Last- und Ausdehnungsszenarien berechnet wurden. Es sei anzunehmen, dass keine echte Gasnetzsimulation durchgeführt wurde. Vereinfachte Modellannahmen würden die Gefahr bergen, dass wesentliche Parameter wie die bei verzweigten Netzen hohe integrale Rohrrauigkeit nicht berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass Druckverluste bei steigender Leitungslänge nur über größere Leitungen kompensiert worden seien, sei ein Zeichen für eine fehlende Gasnetzsimulation.

Allein die große Anzahl von 168 Netzvariationen sei kein Garant dafür, dass die tatsächlichen Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber erfasst wurden. Dies sei von den Beratern auch nicht verifiziert worden und aus zwei Gründen nicht der Fall. Erstens weil die bei realen Netzen in unterschiedlichem Maße relevante Verdichterleistung nicht berücksichtigt worden sei. Zweitens sei nicht der unterschiedliche Bedarf an netztechnischer Komplexität zwischen reinen Transitnetzen und auch verteilenden Netzen berücksichtigt worden. Während ein Transitnetz keine Vorkehrung für den Fall treffen müsse, dass an einem Einspeisepunkt Nominierung bzw. Gasflüsse entfallen, müssten andere Netze Maßnahmen für eine Zuordnungs- und Aufkommensflexibilität treffen. Dies könne weder durch ein oder mehrere zeitgleiche Lastszenarien noch durch ein zeitungleiches Max-Szenario abgebildet werden.

Die Vorgehensweise sei allenfalls pseudoempirisch und nicht sachgerecht, da für eine Analyse echter empirischer Zusammenhänge in der Realität beobachtete Größen miteinander verglichen werden müssten. In der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse seien nur fiktive Daten mit anderen fiktiven Daten verglichen worden, wobei wesentliche Zusammenhänge ignoriert worden seien. Die Korrelationsanalyse zeige lediglich die Abhängigkeiten, die bei der Bildung der synthetischen Kosten explizit oder implizit zugrunde gelegt worden seien.

Dies zeige sich in den Ergebnissen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse. Der horizontale Transportanteil werde in der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse als positiv kostenrelevant eingestuft, obwohl er bei echten Daten sogar schwach negativ korreliert sei. Das Streudiagramm der Rohrleitungsmanntelfläche zeige eine perfekte Gerade. Der ermittelte Korrelationskoeffizient für das Transportwurzelmoment (99,6 %) zeige lediglich, dass die Modellergebnisse derart von den Annahmen getrieben worden seien, dass diese lediglich die Annahmen

selbst messen würden. Die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse sei zirkulär und nicht geeignet, die Kostenrelevanz von Strukturparametern zu bewerten.

### **Einstufung der Parameter als exogen / endogen**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, dass die Einstufung in exogene und endogene Parameter mangels Begründung nicht nachvollziehbar sei. Richtig sei, dass beispielsweise die Entscheidung für die Erweiterung des Rohrleitungsvolumens oder der Verdichterleistung endogen sei. Die Entwicklung des langfristigen Kapazitätsbedarfs und dementsprechende Ausbauverpflichtungen seien aber exogene Faktoren.

### **Transportwurzelmoment / Transportmoment**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber begrüßte die Untersuchung des Parameters Transportwurzelmoment, die genaue Ermittlung müsse jedoch transparent und nachvollziehbar sein. Es solle auch transparent gemacht werden, welche gaswirtschaftlichen Leistungen dieser Parameter nicht erklären könne.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber begrüßt die Aussage des Beraters, dass zusätzliche Rohrleitungen eines „auch verteilenden“ gegenüber einem „nur transportierenden“ Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen seien und dass das Transportmoment Transitleitungsgesellschaften bevorzuge. Die Auffassung, dass das Transportwurzelmoment die Nachteile aufhebe, werde jedoch nicht geteilt. Die vom Berater vorgeschlagene Bereinigung um das Druckniveau sei nicht sachgerecht umsetzbar. Auch die vom Gutachter vorgenommene Annahme eines Trade-Offs zwischen den Inputfaktoren Arbeit (Treibenergie) und Kapital (Rohrleitungen) sei nicht sachgerecht, da es keine homogene Kostenwirksamkeit beim Druckniveau gebe. Während einige Fernleitungsnetzbetreiber ihr Netz kostenfrei mit 100 bar aufgespeist bekämen, müssten andere z.B. Einspeisungen aus Erdgasproduktion mit zum Teil weniger als 50 bar berücksichtigen. Der Trade-Off scheitere auch daran, dass einige Fernleitungsnetzbetreiber nur eine Flussrichtung hätten und andere mehrere potentielle Lastflüsse abbilden müssten (netztechnischer Flexibilitätsbedarf). Auch die Parameter (Wurzel-)Transportmomentfläche und mittlere Transportdistanz seien, da vom Transport(wurzel)moment abgeleitet, ebenso nicht geeignet, die strukturelle Vergleichbarkeit zu gewährleisten sowie unterschiedliche Versorgungsaufgaben abzubilden.

### **Rohrleitungsmantelfläche**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass der Parameter Rohrleitungsmantelfläche Fernleitungsnetzbetreiber mit Verdichterkapazitäten systematisch benachteilige. Es dürfe nicht außer Acht gelassen werden, dass Verdichter in Netzen mit hohem netztechnischem Flexibilitätsbedarf es erst ermöglichen, sämtliche Aus- aus sämtlichen Einspeisepunkten zu versorgen – sowohl bezogen auf das eigene Netz, als auch auf das Marktgebiet.

### **Horizontaler Transportanteil**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass der Parameter bei einer DEA nicht geeignet sei, da er nach oben hin bei 100 % begrenzt sei und über keinen offenen Wertebereich verfüge. Es sei nicht erläutert worden, worin ein erhöhter Kostenaufwand bei steigendem horizontalem Transportanteil liege, stattdessen korreliere der Parameter leicht negativ mit den echten Kosten. In einem konkreten Effizienzvergleich hätte der Parameter die Folge, dass das kostentechnisch kleinste reine Transitunternehmen in dieser Dimension als einziges als vollständig effizient eingestuft werden würde, obwohl es gemessen an der Kapazität offensichtlich ineffizient hohe Kosten haben könnte.

### **Ein- und Ausspeisepunkte**

Ein Netzbetreiber kritisiert die Einstufung des Parameters als exogen. Es sei eine Entscheidung des Fernleitungsnetzbetreibers, die Verteilung an Endverbraucher zu übernehmen oder dies nachgelagerten Netzbetreibern zu überlassen. Ein Verweis auf historische Strukturen sei unzulässig, da das Netz durch Verkauf an Verteilernetzbetreiber entsprechend bereinigt werden könne. Es fehle auch eine Begründung, wieso das bloße Vorhandensein von Ein- und Ausspeisepunkten Kosten verursache. Soweit die Messung nicht durch den Fernleitungsnetzbetreiber erfolge, entstünden diesem auch keine Kosten.

### **Verdichter**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber begrüßte explizit die Einbeziehung von Verdichtern als Parameter. Das europäische Gesamtsystem zeige, dass der Bau von Verdichtern technisch zwingend sei.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte die während der Konsultation geäußerte Ansicht, dass Fernleitungsnetzbetreiber mit großen Leitungsdurchmessern weniger Verdichtung benötigten und dafür höhere Errichtungskosten zu tragen hätten

und somit die Verdichterkosten vernachlässigbar seien. Dies gelte nur für Fernleitungsnetzbetreiber, die aus ihren Netzen in Niederdrucknetze ausspeisen. Andere Fernleitungsnetzbetreiber müssten an internationalen Ausspeisepunkten den gleichen Hochdruck wie an den Einspeisepunkten bereitstellen. Dadurch (Kosten für die Errichtung von Verdichtern und Treibgaskosten) entstünden zum Teil die größten Kostenpositionen in Unternehmen.

### **Abfrage von Jahresarbeit und Jahreshöchstlast**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte, dass nicht deutlich geworden sei, ob entsprechende Parameter auf Basis von Allokationswerten oder Kapazitätsnutzungsverhältnissen präferiert werden. Dieser Fernleitungsnetzbetreiber spricht sich für die Verwendung des Kapazitätsnutzungsverhältnisses aus. Die Verwendung von Allokationswerten führe an physischen Entry- oder Exitpunkten einer Gemeinschaftsleitung mangels Buchung, Nominierung oder Allokation zu keinen Ergebnissen je Netzbetreiber, obwohl erhebliche Flüsse zu verzeichnen seien und Kosten entstünden. Selbst die Aufteilung an Grenzübergangspunkten und Marktgebietsübergangspunkten sei im Fall von Leitungsgesellschaften nicht immer aussagekräftig. Auch im Fall von Nullnominierungen sei ein hohes Transportvolumen im Inneren des Marktgebietes als Beitrag zur Systemstabilität möglich, das der Partner der Leitungsgesellschaft mit seinen Nutzungsrechten alleine nicht darstellen könne. Auch wenn mit dem Kapazitätsschlüssel keine exakte der Realität entsprechende Zuordnung von Arbeit und Last möglich sei, sei der Schlüssel aufgrund der Bezugnahme auf die Kosten und Investitionen zu bevorzugen.

Analog zur Basisjahrthematik bei der Kostenprüfung müsse hinterfragt werden, ob Verzerrungen bei Parametern wie der Leistung und Arbeit, die Schwankungen unterliegen, vermieden werden könnten. Im Fall des Fernleitungsnetzbetreibers weiche z.B. der Wert für die Jahresarbeit aufgrund des Transportverhaltens der Kunden und klimatischer Bedingungen um 6,10 % vom Mittelwert der Jahre 2011 bis 2015 nach unten hin ab.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber führte in Bezug auf Vergleichsparameter, die den Transport beschreiben, aus, bei diesen sei nicht auf die tatsächliche Nutzung im Basisjahr, sondern auf auslegungsrelevante Werte abzustellen, für die das Netz zu dimensionieren und vorzuhalten sei. Darauf basiere auch die Ausbauplanung im

Netzentwicklungsplan. Ein Abstellen auf die tatsächliche Nutzung würde Fernleitungsnetzbetreiber, die dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern dienen, gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern, die hochgradig temperaturabhängig sind, bevorteilen. Dies wäre nur dann nicht der Fall, wenn im Basisjahr aufgrund niedriger Temperaturen der Auslegungsfall eingetreten wäre, was nicht der Fall gewesen sei.

### **Bodenklassen**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte die Einstufung als exogenen Parameter. Dies sei nicht nachvollziehbar, da die Bodenklasse bei Fernleitungsnetzbetreibern durch die Trassenwahl - anders als bei Verteilernetzbetreibern - beeinflussbar sei.

Gemäß der Stellungnahme weiterer Fernleitungsnetzbetreiber sei es nicht möglich, die Werte nachzuvollziehen, da diese auf einer externen Datenbank beruhten. Bisher sei vom Berater nicht untersucht worden, inwieweit die Bodenklassen tatsächlich kostenrelevant seien. Ebenso sei nicht ermittelt worden, ob die aktuellen oder die Bodenklassen zum Zeitpunkt der Errichtung relevant seien.

### **Polygonfläche**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber merkte an, die Einordnung als endogener Parameter sei im Gegensatz zu den Ein- und Ausspeisepunkten nicht nachvollziehbar, da die Polygonfläche häufig durch Ein- und Ausspeisepunkte aufgespannt werde. Die Beeinflussbarkeit sei genau so gering wie bei der Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte.

Ein weiterer Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass es nicht sachgerecht sei, aufgrund der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse und qualitativer Argumente die Polygonfläche beim Top-Down-Ansatz erst als einen der letzten Parameter in Betracht zu ziehen. Soweit der Berater meine, dass die Polygonfläche druck- und mengeninduzierte Kosten nicht erklären könne, die Kosten von Leitungen ohne große Krümmungen unterschätze und von einem nicht-linearen Zusammenhang abhängt, so treffe dies auch auf ein Vielzahl von anderen Parametern zu. Andere Parameter unterschätzten die Kosten verzweigter oder vermaschter Netze und seien ebenso nicht linear. Die Forderung nach Linearität würde die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs ausschließen. Unzutreffend seien die Aussagen des Beraters zur Endogenität der Polygonfläche. Netzbetreiber seien nicht in der Lage, den Ver-

lauf von Grenzen und Küsten oder den Standort von Industriekunden, Erdgasvorkommen oder Gasspeichern zu ändern. Es gebe auch eine Pflicht zum Netzanschluss und bedarfsgerechten Ausbau bis zu diesen Punkten. Auch Pachtverhältnisse und Bruchteilseigentum seien mit Kosten verbunden, die nicht durch die Ausweitung der Polygonfläche, sondern der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber bestimmt werden.

In der zweiten Regulierungsperiode sei die Polygonfläche im Vergleich zum Rohrvolumen und der Rohrleitungsmantelfläche zumindest als deutlich exogener eingestuft worden. Es sei nicht nachvollziehbar, wieso sich diese Eigenschaft geändert haben sollte und warum etwa die Rohrleitungsmantelfläche eine erheblich höhere Priorität erhalten habe.

Die Polygonfläche sei ein geeigneter Strukturparameter, um die Versorgungsdimension der netztechnischen Flexibilität abzubilden. Fernleitungsnetzbetreiber mit einem hohen Bedarf an netztechnischer Flexibilität hätten im Vergleich mit Transitunternehmen weder ein besonders hohes Transport(wurzel)moment, noch eine besonders hohe Jahreshöchstlast und verglichen mit vollständig vermaschten Netzbetreibern keine besonders hohe Anzahl an Ein- und Ausspeisepunkten im Vergleich zu den Kosten. Stattdessen müssten sie eine signifikante Fläche gaswirtschaftlich erschließen.

### **Parameterpriorisierung**

Ein Netzbetreiber monierte, die Parameterpriorisierung sei als Ergebnis der Referenznetzanalyse und ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse analytisch nicht nachvollziehbar. Erstaunlich sei, dass die Ergebnisse von vorangegangenen Analysen abweichen würden. Die bisher verwendeten Parameter seien nur noch als zweite oder dritte Priorität klassifiziert.

### **Verhältnis der ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Kostentreiberanalysen**

Begrüßt wurde die Aussage, dass die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse keinen Ausschluss von Parametern bewirke. Bedenken wurden jedoch im Hinblick auf die ggf. eintretenden Pfadabhängigkeiten bei der ökonomischen Kostentreiberanalyse geäußert. Zwar werde die Pfadabhängigkeit der Top-Down-Analyse durch die Bottom-Up-Analyse ausgeglichen. Es sei aber unbedingt erforderlich, die

Bottom-Up-Analyse breit auszuführen und hier auch mit Parametern zu starten, die aufgrund anderer Bewertungen als „uninteressant“ gelten. Zumindest sollten die Parameter einbezogen werden, die eine hohe Korrelation mit den Kosten aufweisen.

#### **Ausreißeranalyse bei ökonomischer Kostentreiberanalyse**

Soweit parametrische Methoden zum Einsatz kommen (OLS), sei bereits in diesem Stadium eine Ausreißerkorrektur nach Cook's Distance aufgrund der Heterogenität unabdingbar. Die Ausreißerkorrektur und die zur Beurteilung der Qualität einer OLS-Schätzung nötigen Outputs (direkte Auszüge aus der verwendeten Software) seien transparent auszuweisen, einschließlich einer Transformation der Daten (Logarithmierung / Normierung).

#### **Heterogenität bei Effizienzwertermittlung**

Die Heterogenität bei den Versorgungsaufgaben müsse insofern berücksichtigt werden, als das Modell nicht in der einen oder anderen Dimension von einzelnen Unternehmen dominiert werde. Die Outputgewichte der DEA sollten analysiert und alle Unternehmen einer Peer-Analyse unterzogen werden. Die Ergebnisse seien (unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse) zu veröffentlichen.

#### **Robustheit des Modells**

Zur Prüfung der Robustheit solle das Ergebnis mehrerer Modelle ausgewiesen werden um zu zeigen, dass einzelne Unternehmen nicht nur im finalen Modell die entsprechende Effizienzwertausprägung erhalten. Sollte einem Unternehmen im finalen Modell Ineffizienz attestiert werden und sollte dies in vielen anderen Modellen nicht der Fall sein, könne von ungenau erfassten Versorgungsaufgaben ausgegangen werden. Die Robustheit solle auch durch Stichprobenvariationen (sukzessiver Ausschluss einzelner Unternehmen) geprüft werden.

#### **Kontinuität und Rahmenbedingungen für Investitionen**

Die Kontinuität zu den Effizienzvergleichen der Vergangenheit sei zu wahren. Unternehmen, denen bisher eine hohe Effizienz bestätigt wurde und die wirtschaftlich effizient gehandelt haben, sollten nicht niedrigere Effizienzwerte erhalten, weil die neue Parameterkombination eine andere Versorgungsaufgabe abbildet. Effizienzverluste, die nicht durch direkte Kostensteigerungen verursacht wurden, müssten erklärbar sein. Auch die Entwicklung der Effizienzwerte insgesamt müsse ausgewiesen wer-

den, um generelle, unbegründete oder zufällige Effizienzwertverschlechterungen auszuschließen.

Ein Netzbetreiber argumentiert, im Sinne der Kontinuität seien auf Basis der Empfehlung der damaligen Berater die Parameter der Polygonfläche sowie der Ein- und Ausspeisepunkte zu berücksichtigen. Ein weiterer Netzbetreiber führt aus, durch den Wechsel von Parametern bei jedem neuen Effizienzvergleich entstünden Unsicherheit hinsichtlich der Rendite des eingesetzten Kapitals und Erschwernisse für Neuinvestitionen. Die Effizienzkriterien müssten vorhersehbar und die Effizienzergebnisse kontinuierlich und nicht willkürlich sein. Die plötzliche Veränderung von Vergleichsparametern im Effizienzmodell werde von Investoren als Unberechenbarkeit des Regulierungssystems angesehen. Dies führe zu vergleichsweise schlechteren Ratings der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Deswegen sollten Veränderungen nur beim Vorliegen zwingender sachlicher Gründe erfolgen. Der Netzbetreiber vergleicht schließlich die Vergleichsgruppen der ersten, zweiten und dritten Regulierungsperiode. Bereits in der ersten Regulierungsperiode hätten stark unterschiedliche Versorgungsaufgaben vorgelegen („Vollsortimenter“ mit Ferntransport und Verteilung in der Fläche, reine „Ein-Leitungs-Gesellschaften“ ohne eigene Betriebsführung sowie Flächenverteller). In der zweiten Regulierungsperiode seien drei regionale Fernleitungsnetzbetreiber hinzugekommen. Es seien in der ersten und zweiten Regulierungsperiode Parameter verwendet worden, die die Versorgungsaufgaben dieser Vergleichsgruppen abbilden konnten (Polygonfläche, Transportmoment bzw. Rohrvolumen und Summe der Ein- und Ausspeisepunkte). Es bestünde weder aus tatsächlichen noch aus rechtlichen Gründen ein Anlass, die Eignung der Parameter zur Darstellung der Versorgungsaufgabe in Frage zu stellen. Allenfalls könnte es erforderlich sein, einen vierten Strukturparameter aufzunehmen.

#### **Anzahl der Parameter**

Die höhere Anzahl der Unternehmen rechtfertige vier Vergleichsparameter. Dies sei auch durch die Heterogenität gerechtfertigt. Bei den drei definierten Versorgungsdimensionen sei es empfehlenswert, den unterschiedlichen Ausprägungen innerhalb dieser Dimensionen durch einen weiteren Parameter Rechnung zu tragen.

Im Nachgang zur Konsultation wurde den Fernleitungsnetzbetreibern mit E-Mail vom 05.05.2017 die Möglichkeit eingeräumt, durch qualitative Ausführungen von der Bun-

desnetzagentur ursprünglich als redundant erachtete Ein- und Ausspeisepunkte aufgrund von L-H-Gas-Sachverhalten und Bidirektionalität doch als Parameter in den Effizienzvergleich einfließen zu lassen.

Basierend auf dem aktualisierten Datenstand wurde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 12.06.2017 eine zweite Datenquittung mit den zuletzt vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Strukturdaten und hieraus ermittelten potentiellen Vergleichsparametern über das Energiedatenportal zur Stellungnahme bis zum 04.07.2017 zur Verfügung gestellt. Dabei erfolgten separate Auswertungen für die auf Basis von Allokationen und Kapazitätsnutzungsverhältnissen gemeldeten Daten zur Jahresarbeit und Jahreshöchstlast (zur Liste der Vergleichsparameter wird auf die Ausführungen zur ersten Datenquittung verwiesen).

Am 21.06.2017 unterrichtete die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber näher über die Ermittlung gebietsstruktureller Daten als potentielle Vergleichsparameter. Zur Ermittlung u.a. der Werte der Bodenklassen, der durchschnittlichen Hangneigung und der maximalen Höhendifferenz sollte ausgehend von den vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber gemeldeten Leitungsabschnitten mit hinterlegten Koordinaten ein Korridor von 60 Metern zuzüglich des aufgerundeten Leitungsinnehdurchmessers gebildet werden. Ausgangspunkt der Berechnung ist ein Bau-, Bauverkehr- und Baulogistikflächenbedarf von 25 m je Seite zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 5 m je Seite. Die Sachgerechtigkeit dieser Annahmen wurde vom Gutachterbüro Bjørnsen Beratende Ingenieure GmbH, die mit der Ermittlung der gebietsstrukturellen Daten aus externen Datenquellen beauftragt wurden, bestätigt (Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten FNB Gas, Methodendokumentation vom August 2017, S. 5). Den Fernleitungsnetzbetreibern wurde die Möglichkeit eingeräumt, bis zum 27.06.2017 zur Breite des angenommenen Korridors Stellung zu beziehen.

Die Ermittlung dieser Daten wurde unter Nennung einer Vielzahl von weiteren potentiellen gebietsstrukturellen Daten wie etwa der Bevölkerungsdichte überwiegend begrüßt. Auch die breite des Baukorridors wurde ganz überwiegend als sachgerecht empfunden. Lediglich ein Fernleitungsnetzbetreiber hielt einen Korridor von insg. 700 m für sachgerecht, da bei Bebauungen in diesem Abstand mit zusätzlichen Kosten aufgrund von Schutzmaßnahmen zu rechnen sei. Von einigen Netzbetreibern

wurde angemerkt, dass der Datenbestand den tatsächlichen Leitungsverlauf nicht hinreichend abdecke.

Daraufhin wurde den Fernleitungsnetzbetreibern am 29.06.2017 mit Frist zum 06.07.2017 die Möglichkeit gewährt, den genauen Verlauf des Leitungsnetzes mit Stand vom 31.12.2015 per GIS-Datei über das Energiedatenportal an die Bundesnetzagentur zur genaueren Analyse zu melden.

Mit Schreiben vom 27.07.2017 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine Datenquittung zu den ermittelten gebietsstrukturellen Daten über das Energiedatenportal zur Verfügung gestellt. Dabei wurden in Bezug auf den ermittelten Leitungskorridor die Bodenklassen, die Grabbarkeit, die durchschnittliche Hangneigung sowie die maximale Höhendifferenz samt Methodenbeschreibung übermittelt. Den Netzbetreibern wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 14.08.2017 gegeben.

Mit Schreiben vom 31.08.2017 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine korrigierte Datenquittung zu den gebietsstrukturellen Daten mit Stellungnahmefrist zum 06.09.2017 zur Verfügung gestellt.

Überwiegend äußerten sich die Fernleitungsnetzbetreiber dahingehend, dass eine Untersuchung der erhobenen gebietsstrukturellen Daten begrüßenswert, die vorgenommene Betrachtung aber zu eingeschränkt sei. Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurde eine Vielzahl von weiteren denkbaren gebietsstrukturellen Daten genannt, die potentiell kostentreibend sein könnten.

Ein Netzbetreiber führte aus, dass keine pauschale kostentreibende Wirkung von Bodenklassen unterstellt werden könne. Im Einzelfall seien archäologische Untersuchungen oder der Einsatz des Kampfmittelräumdienstes, bei felsigen Böden zum Teil Sprengung erforderlich. Relevant seien außerdem die historischen gebietsstrukturellen Daten. So hätten in der Vergangenheit weniger Straßen etc. vorgelegen und Infrastruktur sei häufig entlang von vorhandenen Pipelines errichtet worden. Die Maßstäbe des Kartenmaterials von 1:200.000 bzw. 1:1.000.000 seien zu ungenau und es fehle eine homogenisierte, amtliche und qualitätsgesicherte Datenbasis für derartige gebietsstrukturelle Daten. Für eine Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten vor Ort seien Bodenproben entlang der Pipelines erforderlich.

Vielfach wurde vorgetragen, die Rechtmäßigkeit der Einbeziehung sei zweifelhaft, da die Berechnungen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand nachvollziehbar

seien und nicht deutlich werde, wie die einzelnen Daten im Ergebnis im Effizienzvergleich wirken würden.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber wiederholte seine Forderung nach einem Leitungskorridor von 700 m zur Ermittlung der gebietsstrukturellen Daten.

Schließlich wurde argumentiert, dass berücksichtigt werden müsse, dass bei höheren Bodenklassen die Kosten nicht linear, sondern sprunghaft steigen. So werden ab Bodenklasse 6 Zulagen für den Einsatz spezieller Baugeräte erhoben.

Mit Schreiben vom 07.08.2017 wurde den Fernleitungsbetreibern eine dritte Datenquittung über das Energiedatenportal mit Frist zur Stellungnahme bis zum 18.08.2017 zur Verfügung gestellt. Mit dieser Datenquittung wurden die im Nachgang zur Konsultation vom 02.05.2017 gebildeten Parameter der Anzahl der Verzweigungen und der Anzahl der Maschen erläutert und mit übermittelt. Außerdem wurden die Anzahl der Verdichter, die installierte Verdichterleistung sowie die verwendete Treibenergie als potentielle Vergleichsparameter ausgewiesen.

Zum Teil wurde zur dritten Datenquittung vorgetragen, dass für die neu eingeführten Parameter bisher die ingenieurwissenschaftliche Begründung fehle. So sei nicht ersichtlich, ob eine hohe Anzahl an Maschen und Verzweigungen einen effizienten oder einen ineffizienten Fernleitungsnetzbetreiber charakterisieren würden.

Ein weiterer Netzbetreiber stellte fest, dass gemäß der Vorgehensweise bei der Berechnung der Verzweigungen und Maschen doppelte Leitungen, d.h. Loop-Leitungen nicht separat gezählt worden seien. Eine Begründung hierfür fehle. Der Ansatz sei nicht sachgerecht, da gerade Loop-Leitungen die Netzkomplexität erhöhen würden und Loop-Leitungen mit um 25 % höheren Kosten als von Anfang an mit dem optimalen Rohrdurchmesser errichteten Leitungen verbunden seien.

Es sei nicht nachvollziehbar, inwieweit die Formel zur Berechnung der Maschen unabhängig Maschen widerspiegele. Die Formel sei nur auf planare Graphen anwendbar. Gasnetze stellten jedoch keine planare Graphen dar. Zudem müsse erörtert werden, ob nicht auch topologisch unumgängliche Kreuzungen im Netz eine Erhöhung der Komplexität darstellten. In der Graphentheorie seien unterschiedliche Kriterien für die invariante Charakterisierung der Komplexität definiert, die ggf. besser geeignet seien. Ein Zusammenhang mit den Kosten sei jedenfalls bisher nicht dargelegt worden. Auch müsse erörtert werden, ob der Zusammenhang dieser Strukturpa-

parameter mit den Kosten linear sei. Darüber hinaus seien weitere Eigenschaften der Netze auf ihre kostentreibende Wirkung zu untersuchen, wie etwa unterschiedliche Druckanforderungen an ein Netz, die ursächlich auf Anforderungen vor- und nachgelagerte Netze zurückgehen.

In den finalen Struktur- und Kostendaten sind für Zwecke des Effizienzvergleichs Leitungen, bei denen Kapazitäten teilweise von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen sind, vollständig abgebildet. Gemäß Tenorziffer 5 der Festlegung BK9-15/604 vom 19.01.2016 waren die Strukturdaten für Zwecke der Plausibilisierung zunächst gesamthaft zu melden, also einschließlich des nicht regulierten Anteils. Zum damaligen Zeitpunkt erschien es jedoch nicht sachgerecht, die entsprechenden Kapazitäten und die hierfür erforderlichen Netzstrukturen in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Im Verlauf der Durchführung des Effizienzvergleichs hat sich jedoch gezeigt, dass bei einem von diesem Sonderfall betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auffällige Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandparametern aufgetreten sind. Aufgrund dieser Verzerrung wurden für die finalen Berechnungen des Effizienzvergleichs die Struktur- und Kostendaten einschließlich des nicht-regulierten Anteils in die Betrachtung aufgenommen.

Dem Netzbetreiber wurden erstmals mit Schreiben vom 17.10.2017 die Modellparameter für den Effizienzvergleich sowie der voraussichtliche Effizienzwert für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 100 % vorab basierend auf den damals angenommenen Aufwands- und Vergleichsparametern informatorisch mitgeteilt. Im Zuge weiterer Überprüfungen wurde im Dezember 2017 ein Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV festgestellt. Bei der Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten wurde die Hinzurechnung der mit Bezug auf die tatsächlichen Kapitalkosten ermittelten Gewerbesteuer unterlassen. Dementsprechend wurde dieser Parameter durch die Hinzurechnung der Gewerbesteuer korrigiert.

Zwar wurde im Rahmen einer noch im Dezember durchgeführten vorläufigen Kontrollrechnung festgestellt, dass sich die geänderten Aufwandparameter bei Beibehaltung des Modells für den Effizienzvergleich über alle Fernleitungsnetzbetreiber lediglich geringfügig auf die bestabgerechneten Effizienzwerte auswirkten. Jedoch konnte nicht ausgeschlossen werden, dass sich durch die beschriebene Vorgehensweise statistische Kenngrößen derart verändern würden, dass die Bewertung des

dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Modells zu einem anderen Ergebnis als bislang käme.

Die Bundesnetzagentur veranlasste eine erneute Kostentreiberanalyse durch das Gutachterkonsortium. Aus den genannten Gründen kam es zu zeitlichen Verzögerungen, die dazu führten, dass ein Abschluss des Effizienzvergleichs im Jahr 2017 und eine endgültige Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode vor Beginn der Regulierungsperiode nicht mehr möglich waren.

Mit Schreiben vom 22.12.2017 wurde dem Netzbetreiber der Effizienzwert nach Korrektur der Aufwandparameter genannt. Dieser deckt sich mit dem am 17.10.2017 mitgeteilten Effizienzwert.

Die Beteiligung der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Auswahl der Vergleichsparameter sowie der Ausgestaltung der in Anlage 3 aufgeführten Methoden fand durch eine schriftliche Konsultation statt. Vom 22.03.2018 bis zum 03.05.2018 erhielten diese Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme. Hierzu wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur neben den Gutachten „Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber“ sowie „Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten“ den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher auch Auszüge aus den beabsichtigten Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode im Hinblick auf den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.

#### **4. Zu- und Abschläge gemäß §§ 5 Abs. 3 ARegV**

Die Zu- und Abschläge gemäß § 5 Abs. 3 ARegV werden in einem gesonderten Verfahren ermittelt. Die Prüfung der relevanten Sachverhalte war nicht Gegenstand dieses Verfahrens.

#### **5. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.04.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schrei-

ben vom 17.05.2018 Stellung genommen. Hierin führt er insbesondere aus, dass aufgrund der besonderen Buchungssituation nutzungsabhängige Kosten entsprechend der bestätigt nominierten Kapazitätsanteile zu berücksichtigen seien. Dem Sachverhalt wurde durch Berücksichtigung im Rahmen des Plan-Ist-Abgleichs 2017 und der periodenübergreifenden Saldierung 2017 Rechnung getragen sowie bezüglich der Anpassung und des Regulierungskontosaldos der Jahre 2018-2022 durch einen gesonderten Hinweis im Übersendungsschreiben.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Zuständigkeit**

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

### **2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV**

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

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19 und 22 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen seit dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlös-

obergrenzen des Netzbetreibers in der dritten Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) ergeben sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

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

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) und die beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,0}$ ) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t/VPI_0$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, ggf. das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV, der volatile Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV ( $VK_t - VK_0$ ) sowie die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze ( $S_t$ ) nach § 5 Abs. 3 ARegV.

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

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

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

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

Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2015.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2015 ergibt sich aus **Anlage I**.

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

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ( $KA_{dnb,0}$ ) zu bestimmen. Die Ermittlung des in den ermittelten Gesamtkosten enthaltenen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ist der Anlage ÜLR sowie der Anlage IV zu entnehmen.

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ). Somit gilt:

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

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

### **2.3.1. Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV**

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

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

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

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S. 3 ARegV).

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

#### **2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs**

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse unter Verwendung analytischer Kostenmodelle ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, indem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) in die Effizienzanalyse mittels einer Dateneinhüllungsana-

lyse (Data Envelopment Analysis, DEA) einfließen. Die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a S. 2 ARegV dabei jeweils unverändert.

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

Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

Gemäß der Neufassung von Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV waren bei der Durchführung der DEA konstante Skalenerträge zu unterstellen. Durch diese Annahme wird die Effizienz aller Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, am effizienten Verhältnis von Input zu Output gemessen. Dieses Verhältnis ist für alle Netzbetreiber gleich, d.h. konstant. Somit gilt der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben, für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, gleichermaßen (BR Drs. 296/16, S. 50).

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

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit besonders hoher Effizienz erhielten einen Effizienzwert von 100 Prozent (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 S. 2 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit einem niedrigen Effizienzwert von unter 60 Prozent wird hingegen ein Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent angesetzt (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 S. 3 zu § 12 ARegV), wobei diese Regelung nicht zur Anwendung kam.

### **Methodische Grundlagen**

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 a)

zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode orientieren sich grundsätzlich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontier-Unternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-two“ wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird eine großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich keine Orientierung am tatsächlich effizientesten Unternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV, sofern sich ein Effizienzwert von weniger als 60 Prozent ergibt, ein Effizienzwert i.H.v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum 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 (BR-Drs. 417/07 S.54).

#### **Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)**

Die SFA als parametrische, stochastische Methode ist nach Maßgabe des § 22 Abs. 3 S. 2 ARegV nicht zur Anwendung gekommen, da lediglich 16 Unternehmen an dem Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber teilnahmen. Ausgehend von diesem Datensatz stellte der Gutachter fest, dass keine ausreichende Datengrundlage für die Durchführung eines aussagekräftigen nationalen Effizienzvergleichs mittels SFA gegeben war.

## **Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)**

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Fernleitungsnetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nunmehr konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

### **2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 16 Fernleitungsnetzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **2.3.1.2.1. Aufwandparameter nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 ARegV**

Als Aufwandparameter werden die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandparametern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter ist gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers, nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1, 3 ARegV, auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

**2.3.1.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung erfordert gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 1 die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage V** ist die Ermittlung der Aufwandparameter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

**2.3.1.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 3 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS. ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage III** dargestellt.

**2.3.1.2.2. Vergleichsparameter nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV**

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV bei Gasversorgungsnetzen insbesondere sein:

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte oder der Messstellen in Gasversorgungsnetzen,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge oder das Rohrvolumen,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Durch die Erweiterung der möglichen Vergleichsparameter um die Parameter, die sich in den Effizienzvergleichen der ersten beiden Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben, wird sichergestellt, dass die Erkenntnisse der vorherigen Effizienzvergleiche auch in künftige Vergleiche einfließen, wodurch die Konstanz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs erhöht wird. Dies beschneidet die Bundesnetzagentur nicht bei der Auswahl der Vergleichsparameter aufgrund qualitativer, analyti-

scher oder statistischer Methoden und vermindert gleichzeitig die Unsicherheit über künftige Vergleichsmaßstäbe auf Seiten der Netzbetreiber (vgl. BR Drs. 296/16, S. 39).

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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels qualitativer und wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden. Dabei sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Soweit in § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die Vorgaben zur Ermittlung der Vergleichsparameter um die Abbildung der Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleichs ergänzt wurden, geschah dies aufgrund des durch die Energiewende bedingten Wandels der Aufgaben der Netzbetreiber. (BR Drs. 296/16, S. 39). Dass derartige Aspekte im Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf den Effizienzvergleich relevant sind, konnte im Verfahren zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber nicht festgestellt werden.

Um die Vergleichsparameter zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Diese und die von den Netzbetreibern selbst angegebenen Strukturdaten wurden in mehreren Datenquittungen den Netzbetreibern zur Stellungnahme übermittelt, bevor die Daten Eingang in den Effizienzvergleich gefunden haben. Mit der abschließenden Anhörung der Erlösobergrenzen wurde dem Netzbetreiber die in den Effizienzvergleich einbezogenen Strukturparameter mitgeteilt.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse insbesondere unter Verwendung analytischer Kostenmodelle durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die DEA setzt methodisch eine Relation zwischen der Unternehmensanzahl und der Anzahl von Vergleichsparametern voraus, die eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse ermöglichen.

Auf Grundlage des erstellten Gutachtens zur Kostentreiberanalyse und zum Effizienzvergleich des Gasfernleitungsnetzbetreibers und der Stellungnahmen der Netzbetreiber werden folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrvolumen (yPipevolume)
2. Fläche des versorgten Gebietes (Polygonfläche, yArea\_all)
3. Anzahl der Netzanschlusspunkte (yPoints\_num)
4. Verdichterleistung (yCompressor\_power)

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte findet sich in **Anlage A3 Effizienzvergleich**.

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

In den finalen Struktur- und Kostendaten sind für Zwecke des Effizienzvergleichs zur Herstellung der Vergleichbarkeit zwischen den untersuchten Fernleitungsnetzbetreibern Leitungen bzw. die entsprechenden Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen Kapazitäten teilweise von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen sind, vollständig abgebildet. Hierzu heißt es in § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV lediglich, dass (in einem ersten Schritt) als Aufwandsparemeter die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 2 ermittelt werden.

Da sich im Verlauf der Durchführung des Effizienzvergleichs gezeigt hat, dass bei einem von diesem Sonderfall betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auffällige Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemetern aufgetreten sind, wurde die vollständige Abbildung auch des nicht-regulierten Anteils in den Aufwands- und Vergleichsparametern nach § 13 Abs. 1 ARegV zunächst in Erwägung gezogen und beim finalen Modell so auch berücksichtigt.

Hintergrund ist, dass einerseits die Kostendaten und wesentliche Strukturdaten wie das Rohrvolumen oder die Verdichterleistung aufgrund des direkten Bezugs zu den Betriebskosten bzw. Anschaffungs- und Herstellungskosten anhand des regulierten Anteils der Kapazitäten (der bei Bestimmung der Erlösbergrenze als Kostenschlüssel zwischen dem regulierten und nicht regulierten Teil des Unternehmens zur Anwendung kommt) reduziert werden können. Andererseits ist eine solche Reduzierung bei den Parametern zur Jahresarbeit und Jahreshöchstlast mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden und bei Parametern wie der versorgten Fläche oder den Ein- und Ausspeisepunkten überhaupt nicht möglich, da diese unabhängig vom Umfang der Kapazitäten sind. Bei dieser asymmetrischen Reduzierung haben sich starke Verzerrungen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zum Nachteil der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Anteilen ergeben. Für Zwecke der

Bestimmung der Erlösbergrenzen der betroffenen Netzbetreiber werden die unter Berücksichtigung der nicht-regulierten Anteile ermittelten Effizienzwerte auf den regulierten Kostenanteil angewandt, § 15 Abs. 3 S. 2 ARegV. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass keine verzerrende Wirkung zu Lasten der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Kapazitäten eintritt. Eine Effizienzvorgabe die sich auch dadurch ergibt, dass bestimmte Infrastrukturen von der Entgeltregulierung ausgenommen sind, wäre mit den Vorgaben der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gemäß § 21a Abs. 5 S. 4 nicht vereinbar. Die gewählte Vorgehensweise sichert vielmehr ab, dass bestehende objektive strukturelle Unterschiede nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG angemessen berücksichtigt sind.

#### **2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse**

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

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde (Dominanzanalyse). Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren. Bei Aufwandparametern mit Standardisierung der Kapitalkosten nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV wurde ein Ausreißer identifiziert. Bei der Dominanzanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandparameter ohne Standardisierung wurde kein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quar-

tilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde ein weiteres Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparemeter ohne Standardisierung wurde ebenfalls ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

#### **2.3.1.2.4. Gutachten**

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf den in **Anlage A.BM** beigefügten Bericht des den Effizienzvergleich begleitenden Beraterkonsortiums bestehend aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL und FourManagement GmbH und auf das Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten – FNB Gas – Methodendokumentation, Björnßen Beratende Ingenieure GmbH, August 2017 (**Anlage A.GS**) verwiesen.

#### **2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage des § 22 Abs. 3 ARegV. Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 i.V.m. § 22 Abs. 3 S 3 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A3 Effizienzvergleich**.

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

### 2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 S. 2 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösbergrenzen** zu entnehmen.

### 2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösbergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil,  $KA_{b,0}$ ) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors ( $V_t$ ) rechnerisch innerhalb der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe). Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) von  $0,2 \cdot t$ .

Jahr	t	$V_t$
2018	1	0,2
2019	2	0,4
2020	3	0,6
2021	4	0,8
2022	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösbergrenzen**.

## 2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösbergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird

der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2015. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2015 106,9 (bei einer Normierung auf das Jahr 2010), für das Jahr 2016 107,4 (ebenfalls bei einer Normierung auf das Jahr 2010) und für das Jahr 2017 109,3 (ebenfalls bei einer Normierung auf das Jahr 2010) (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend des Terms  $VPI_t/VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2016 zum VPI für das Jahr 2015 für das erste Jahr der dritten Regulierungsperiode (2018) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0047. Für das zweite Jahr der dritten Regulierungsperiode (2019) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0225.

Für die Folgejahre der dritten Regulierungsperiode (2020 bis 2022) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2016 (107,4) gegenüber 2017 (109,3) fortgeschrieben, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2018 bis 2020 vorliegen konnten, diese indes bei der Ermittlung des VPI der verschiedenen Jahre der Regulierungsperiode zugrunde zu legen sind. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte angesetzt:

Jahr	VPI
2015	106,9
2016	107,4
2017	109,3
2018	111,1
2019	112,9
2020	114,7

Für das dritte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2020) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0393, für das vierte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2021) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0561 und für das fünfte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2022) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0730 zugrunde gelegt.

Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2010 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI <sub>t</sub> /VPI <sub>0</sub>
2018	0,47%
2019	2,25%
2020	3,93%
2021	5,61%
2022	7,30%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalender-jährliche Erlösobergrenzen**).

## **2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV**

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF<sub>t</sub>).

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

Gemäß § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln. Mit Beschluss vom 21.02.2018, Az. BK4-17-093, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gasnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode festgelegt. Für Gasversorgungsnetze beträgt dieser 0,49 %.

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF<sub>t</sub> 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 Ver-

änderungen 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:  $PF_t = (1 + 0,0049)^{t-1}$  (**Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

## **2.7. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV**

In der Regulierungsformel ist eine Variable für den Erweiterungsfaktor vorgesehen. Gleichwohl können Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 10 Abs. 4 ARegV einen Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nicht in Anspruch nehmen.

## **2.8. Qualitätselement nach § 19 ARegV**

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

## **2.9. Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV**

Als volatile Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten nur dann als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten gelten nicht als volatile Kostenanteile. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 15.05.2014

(BK9-14/606) gelten Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV.

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

Die vom Netzbetreiber im Erhebungsbogen C4 als volatile Kosten ausgewiesene Abwertung des Erdgasbestandes in Höhe von 849.171 € sind keine Kosten im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV. Die buchhalterische Abwertung des Bestandsgases handelt es sich weder um Beschaffung von Treibenergie noch um Lastflusszusagen. Diese Kosten können daher allenfalls als beeinflussbare Kosten klassifiziert werden.

## **2.10.**

### **Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV**

Der Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und von der Beschlusskammer gemeinsam mit dessen Verteilung in einem gesonderten Verfahren genehmigt. Der Netzbetreiber ist gemäß § 4 Abs. 4 S. 3 ARegV verpflichtet, einmal jährlich einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 5 ARegV zu stellen. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV bestimmt, dass der ermittelte und verzinst Saldo des Regulierungskontos durch Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen verteilt werden muss. Der Saldo des Regulierungskontos wird im Rahmen des gesonderten Verfahrens ausgeglichen; bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen durch diesen Beschluss werden insoweit keine Beträge berücksichtigt.

**2.11. Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund einer Verpflichtung aus der Genehmigung von Netzentgelten gemäß § 23a EnWG; Plan-Ist-Abgleich der verbrauchsabhängigen Kosten sowie periodenübergreifende Saldierung**

Gemäß des Tenors zu 5.) des Beschlusses vom 07.06.2017 (BK9-16/102) ist der Netzbetreiber verpflichtet, den annuitätischen Ausgleichsbetrag in Höhe von - 1.643.365,56 €, der die periodenübergreifende Saldierung sowie den Plan-Ist-Abgleich der verbrauchsabhängigen Kosten bis einschließlich 2016 beinhaltet (vgl. Anlage 7 des Beschlusses BK9-16/102), ab dem 01.01.2018 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode jährlich erlösobergrenzenmindernd zu berücksichtigen.

***Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenzen 2019-2022 aufgrund des Plan-Ist-Abgleichs der verbrauchsabhängigen Kosten 2017***

Dem Netzbetreiber wurde gemäß des Tenors zu 6.) des Beschlusses vom 07.06.2017 (BK9-16/102) aufgegeben, die negative Differenz zwischen den tatsächlich im Jahr 2017 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV entstandenen verbrauchsabhängigen Kosten für

- den Gasverbrauch für die Verdichterstation Radeland,
- den Gasverbrauch für die Anlandestation Greifswald,
- den Betriebsstrom für die Verdichterstation Radeland,
- den Betriebsstrom für die Anlandestation Greifswald,
- den Betriebsstrom für die Absperrstationen der Ferngasleitung,
- die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten,
- die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom der vorgenannten Stationen entstehen

sowie den in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlöse/Erträge und den im Beschluss vom 07.06.2017 (BK9-16/102) für diese Positionen anerkannten Werten beginnend mit dem 01.01.2019 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzenmindernd zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, die positive Differenz zwischen den tatsächlich im Jahr 2017 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV entstandenen verbrauchsabhängigen Kosten für

- den Gasverbrauch für die Verdichterstation Radeland,
- den Gasverbrauch für die Anlandestation Greifswald,
- den Betriebsstrom für die Verdichterstation Radeland,
- den Betriebsstrom für die Anlandestation Greifswald,
- den Betriebsstrom für die Absperrstationen der Ferngasleitung,
- die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten,
- die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom der vorgenannten Stationen entstehen

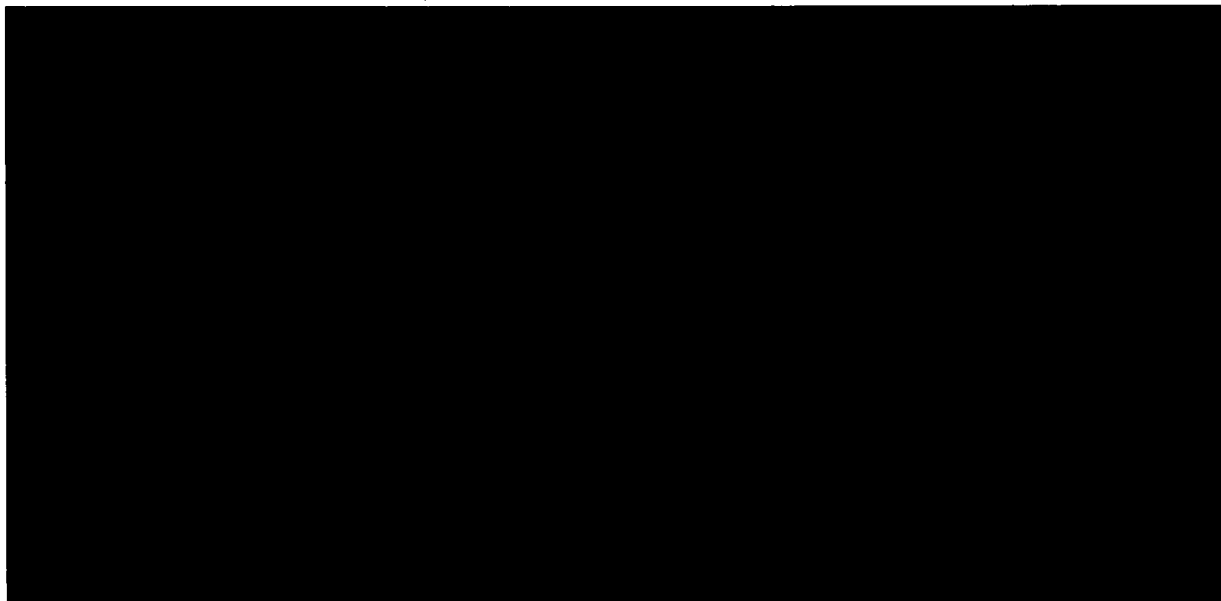
sowie den in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlöse/Erträge und den im Beschluss vom 07.06.2017 (BK9-16/102) für diese Positionen anerkannten Werten beginnend mit dem 01.01.2019 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzenerhöhend zu berücksichtigen.

Dem Netzbetreiber sind im Jahr 2017 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV verbrauchsabhängige Kosten in Höhe von insgesamt [REDACTED] entstanden, nämlich:

- Kosten für den Gasverbrauch in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für den Betriebsstrom in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom entstehen, in Höhe von [REDACTED]
- abzüglich der in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlöse/Erträge in Höhe von [REDACTED]

Im Beschluss vom 07.06.2017 (BK9-16/102) wurden unter Berücksichtigung der ergänzenden Ausführungen vom 01.08. und zuletzt vom 04.09.2018 insgesamt Kosten in Höhe von [REDACTED] für diese Position anerkannt, nämlich:

- Kosten für den Gasverbrauch in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für den Betriebsstrom in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom entstehen, in Höhe von [REDACTED]
- abzüglich der in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlöse/Erträge in Höhe von [REDACTED]

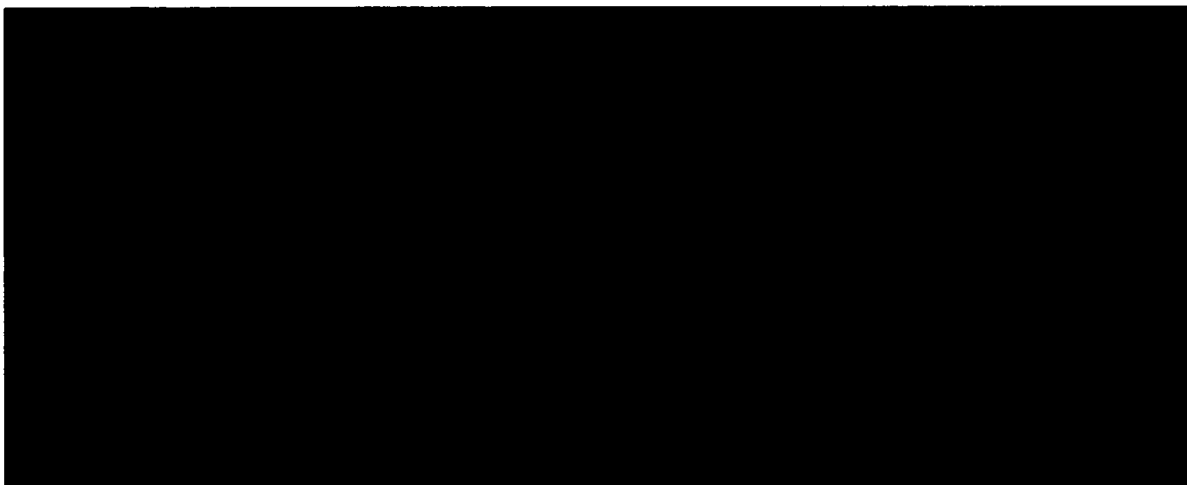


***Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenzen 2019-2022 aufgrund der periodenübergreifenden Saldierung 2017***

Weiterhin war der Netzbetreiber gemäß § 10 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 GasNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln. Die im

Jahr 2017 aus Netzentgelten erzielten Erlöse ergeben sich aus den regulierten Umsatzerlösen aus Netzentgelten des Jahres 2017.

Laut Schreiben vom 03.07.2018 betragen die erzielten regulierten Umsatzerlöse des Netzbetreibers im Jahr 2017 2.118.420 €.



***Verzinsung der Summe aus dem Plan-Ist-Abgleich der verbrauchsabhängigen Kosten 2017 und der periodenübergreifenden Saldierung 2017***

Die Summe aus dem Plan-Ist-Abgleich der verbrauchsabhängigen Kosten 2017 und der periodenübergreifenden Saldierung 2017 ist bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode jährlich zu verzinsen. Die Verzinsung wird dabei sowohl für die etwaigen Mindererlöse als auch für die etwaigen Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 1,72 % berechnet. Die Berechnung des Zinssatzes ergibt sich aus 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 1,72 % lediglich für die periodenübergreifende Saldierung 2017 und den Plan-Ist-Abgleich 2017 Anwendung findet.

Der ermittelte aufgezinste Betrag wird anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 1,72 % bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode verteilt. Die Berechnung der sich ergebenden jährlichen Ausgleichsbeträge ist **Anlage 7** dieses Beschlusses zu entnehmen.

Gemäß dieses Beschlusses ist der Netzbetreiber nunmehr verpflichtet, ab dem 01.01.2019 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode den annuitätischen Ausgleichsbetrag in Höhe von 1.767.063 € jährlich erlösobergrenzenmindernd zu berücksichtigen.

### **3. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen**

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen verstößt nicht gegen das in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG statuierte Gebot der Erreichbarkeit. Dem Netzbetreiber wurden letztlich keine Effizienzvorgaben gemacht; seine Effizienz ist mit 100 % angesetzt.

Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sieht vor, dass die Regulierungsbehörden befugt sind, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Entsprechend ist in § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG geregelt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, zum 15. Oktober eines jeden Jahres für das Folgejahr vorläufige Entgelte zu veröffentlichen, wenn die Entgelte für den Netzzugang bis zum 15. Oktober nicht ermittelt worden sind. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegungen von Erlösobergrenzen (erst Recht eine ohne Effizienzvorgaben) zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris).

Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, hilfsweise Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall anzustellen. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösobergrenzen die Ausnahme sein sollten (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2018 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die Beschlusskammer neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Neubescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe von Erlösobergrenzen für die gesamte Regulierungsperiode auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit und an einer nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2017 waren dem Netzbetreiber mit Ausnahme des finalen Effizienzwertes alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösobergrenze des Jahres 2018 nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. waren diese aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. Eine vorläufige Festlegung hätte also keinen wesentlichen inhaltlichen Mehrwert gehabt, sondern lediglich die dem Netzbetreiber bekannten Tatsachen in Form eines vorläufigen Bescheides förmlich festgehalten. Im Gegenzug hätte eine vorläufige Festlegung einen Mehraufwand sowohl auf Seiten der Behörde und der Netzbetreiber in Form von Erstellung und Zustellung der Bescheide sowie kritischer Durchsicht durch die Netzbetreiber bedeutet; auch Gerichtsverfahren gegen die vorläufigen Festlegungen wären nicht auszuschließen gewesen. Die Beschlusskammer sah es als sachdienlich an, sämtliche Ressourcen auf die zügige Abwicklung der parallel laufenden Verwaltungsverfahren (Verfahren zur Genehmigung des Saldos der Regulierungskonten der Jahre 2012 bis 2016 nach § 5 ARegV sowie von Kapitalkostenaufschlägen nach § 10a ARegV, Erweiterungsfaktoren nach § 10 ARegV sowie Verfahren zu Netzübergängen nach § 26 ARegV) sowie auf die Neuberechnung der Effizienzvergleiche der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zu bündeln, um die endgültige Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode und auch deren rechtssichere Anpassung nach § 4 Abs. 3 und 4 ARegV zeitnah zu ermöglichen.

Eine vorläufige Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der dritten Regulierungsperiode hätte auch nur mit dem vorläufigen Effizienzwert erfolgen können, dessen korrekte Herleitung nicht zweifelsfrei hätte dargelegt werden können und der

möglicherweise noch einer Anpassung unterliegen konnte. Die Sachlage stellte sich somit abweichend vom Verfahren zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (BK4-17-093) dar, bei dem am 13.12.2017 und damit noch vor Beginn der Regulierungsperiode der generelle sektorale Produktivitätsfaktor vorläufig in Höhe von 0,49 % festgelegt werden konnte.

In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung mit ca. neun Monaten nicht gravierend war und der Netzbetreiber keine Ineffizienzen abbauen muss.

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist die konkrete Situation zum Jahresende 2017, in der es auf Seiten der Beschlusskammer zu der bereits angesprochenen erheblichen Verfahrensbündelung gekommen ist. Hintergrund hierfür war die zeitliche Überschneidung der Prozesse der Festlegung der Erlösbergrenzen im vereinfachten Verfahren, im Regelverfahren für Gasverteilernetzbetreiber sowie für Fernleitungsnetzbetreiber. Neben diesen Verfahren waren aufgrund der Neufassung von § 5 ARegV und § 10a ARegV prinzipiell bis zum Ende des Jahres 2017 entsprechende Verfahren zur Genehmigung des Saldos der Regulierungskonten der Jahre 2012 bis 2016 sowie von Kapitalkostenaufschlägen durchzuführen. Bezüglich der Verfahren zur Bestimmung des Saldos der Regulierungskonten ist erforderlich, dass vorgreifliche Verfahren nach § 10 ARegV zu Erweiterungsfaktoransuchen sowie nach § 26 Abs. 2 ARegV zu teilweisen Netzübergängen beschieden sein müssen, bevor die Entscheidungen zur Genehmigung der entsprechenden Regulierungskontosalden spruchreif sind. Zusätzlich zu diesen Punkten ergab sich ein nicht unerheblicher Mehraufwand durch die Neuberechnungen der Effizienzvergleiche der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode aufgrund der erst im Dezember 2017 aufgefallenen Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV. Hinzu kommt, dass in Konsequenz des Fehlers der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode von der zuständigen Beschlusskammer 4 erst am 13.12.2017 vorläufig festgelegt wurde und unter diesem Aspekt eine endgültige Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die dritte Regulierungsperiode nicht in Betracht kam. Auf Seiten des Netzbetreibers war hingegen das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 08.06.2017 sowie das Ergebnis der Überleitrechnung durch Mitteilung vom

30.06.2017 bekannt. Daneben standen alle wesentlichen Elemente zur Bestimmung der festzulegenden Erlösobergrenzen einschließlich des vorläufig (wie endgültig) mit 0,49 % festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV fest, so dass die Erlösobergrenze des Jahres 2018 durch Schätzungen bestimmt werden konnte. In Bezug auf den Effizienzwert konnte der Netzbetreiber den mit Schreiben vom 17.10.2017 mitgeteilten Wert ansetzen. Dieser Wert entspricht auch dem schließlich maßgeblichen Effizienzwert.

Angesichts der sich nicht als gravierend erweisenden Verzögerung, der frühzeitigen Kenntnis des Netzbetreibers der wesentlichen für die Berechnung der Erlösobergrenzen maßgeblichen Werte sowie der unvermeidbaren Verfahrensbündelung zum Jahresende 2017 auf Seiten der Behörde erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenze für das Jahr 2018 als vom Ermessen gedeckt.

Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der dritten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

In besonderem Maße für die rückwirkende Festlegung sprechen hier die einen großen Teil der Öffentlichkeit betreffenden und nur mit einer materiell richtigen Erlösobergrenzenfestlegung nach den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV zu erreichenden Ziele. Rechtmäßig bestimmte Erlösobergrenzen dienen – den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecken entsprechend – einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Die Netzregulierung dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG daneben den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen zuverlässigen Netzbetriebs. Schließlich sind gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung u.a. von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung zu bilden. Diese Ziele erachtet die Beschlusskammer als besonders wichtig, die Verwirklichung dieser Ziele ist überhaupt Sinn der Netz- und der Entgeltregulierung. Sie dienen der Allgemeinheit und sind für diese von überragender Bedeutung. Nur mit rechtmäßigen Erlösobergrenzen

für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode können die genannten Ziele optimal erreicht werden.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenze für das Jahr 2018 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem legitimen öffentlichen Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderer Mittel nicht mehr zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen. Der Netzbetreiber unterliegt für die dritte Regulierungsperiode im Ergebnis keinen Effizienzvorgaben, so dass dieser Aspekt für die Möglichkeit auch einer rückwirkenden Festlegung streitet. Etwaige Abweichungen zu bislang tatsächlich vereinnahmten Entgelten können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden.

### **III. Meldepflichten**

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

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

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

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

#### **IV. Netzübergänge**

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

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

#### **V. Gebühren**

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

#### **VI. Anlagenverweis**

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, Anlage A3, Anlage A4, Anlage 7**
- **Anlage I-NB nebst Anlage 1-NB, Anlage 2.1-NB, Anlage 2.2-NB, Anlage 3-NB, Anlage 3.1-NB, Anlage 4-NB**

enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

- **Anlage I-VP1** nebst **Anlage 1-VP1**, **Anlage 2.1-VP1**, **Anlage 2.2-VP1**,  
**Anlage 3-VP1**, **Anlage 3.1-VP1**, **Anlage 4-VP1**
- **Anlage III**, **Anlage IV**, **Anlage V**
- **Anlage A.BM** sowie **Anlage A.GS**
- **Anlage ÜLR**
- **Anlage VBR**

enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

**RECHTSBEHELFSBELEHRUNG**

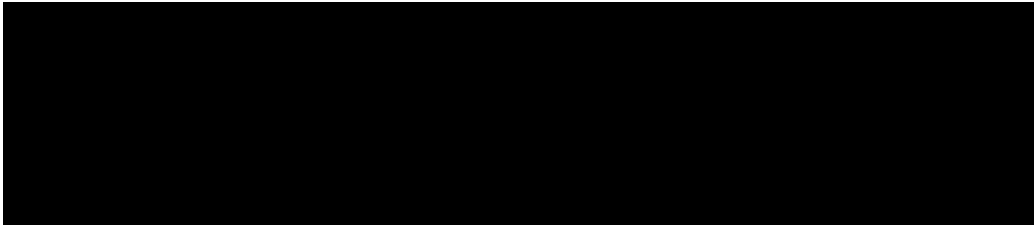
Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Bonn, den 24.09.2018

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer





2. Detaillierte Übersicht (S. Registerungsperiode)

2.5 Übersicht nicht befristbarer Kennzeichnisse nach § 25 Abs. 2 AStG<sup>1)</sup>

Ausgangswert  
Endejahr 2023, %

3. Jahr  
2023, %

3. Jahr  
2023, %

3. Jahr  
2023, %

3. Jahr  
2023, %

3. Jahr  
2023, %

	Ausgangswert Endejahr 2023, %		3. Jahr 2023, %		3. Jahr 2023, %		3. Jahr 2023, %		3. Jahr 2023, %	
	Kosten	Erlös	Kosten	Erlös	Kosten	Erlös	Kosten	Erlös	Kosten	Erlös
sonstige Abnahme- und Vergütungsforderungen (Nr. 1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kennzeichnisaufgaben (Nr. 2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebsverm. (Nr. 3)	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498	178.498
erforderliche Abschreibungen vergangener Zeiträume (Nr. 4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
erforderliche Abschreibungen vergangener Zeiträume (Nr. 4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Auflösung des Abgabevertrages nach § 23 Abs. 2a AStG <sup>1)</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
verbleibende Kosten wegen nach Ablauf Wertungswahls (Nr. 6a)										
Betriebs- und Personalvermögen (Nr. 10)	5.986	0	5.986	5.986	5.986	5.986	5.986	5.986	5.986	5.986
Betriebsausgaben, Vorkaufspreise, Betriebsvermögenswerten (Nr. 11)	448	0	448	448	448	448	448	448	448	448
Auflösung von Betriebsvermögenswerten/ Neuanschaffungskosten (Nr. 12)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer weiteren Verlängerung der Nutzung unterliegen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultate im Vertriebsbereich (Verluste nach § 24 Abs. 2 Satz 3 AStG <sup>1)</sup> )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	184.932	0	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932
1. Übersicht nicht befristbarer Kennz. (siehe Satz 3 AStG <sup>1)</sup> )	184.932	0	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932	184.932
Kosten für die Bewirtschaftung von Trübsünden	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214
Kosten für Luftflüssigkeiten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214	978.689	248.214
6. Erlöse der vertriebenen Kennzeichnisse (Vfr. 19c)	727.448	0	727.448	727.448	727.448	727.448	727.448	727.448	727.448	727.448
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**A3 Effizienzvergleich****Ergebnisse des Effizienzvergleichs**

Verfahren	Wert
DEA <sub>Normal</sub>	100,0000%
DEA <sub>Standardisiert</sub>	100,0000%
SFA <sub>Normal</sub>	entfällt
SFA <sub>Standardisiert</sub>	entfällt

**Ergebnisse der Supereffizienzanalyse**

Verfahren	Wert
DEA <sub>Normal</sub>	entfällt
DEA <sub>Standardisiert</sub>	entfällt

**Anzuwendender Effizienz- und Supereffizienzwert**

Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	100,0000%
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	0,0000%
Effizienzwert [EW]	100,0000%
Supereffizienzwert [SEW]	entfällt

**Vergleichsparameter**

Bezeichnung	Einheit	Wert
Rohrleitungsvolumen	m <sup>3</sup>	565.383,02
Ein- und Ausspeisepunkte	Anzahl	6,00
Polygonfläche	m <sup>2</sup>	9.017.857.869,25
Verdichterleistung	MW	78,72

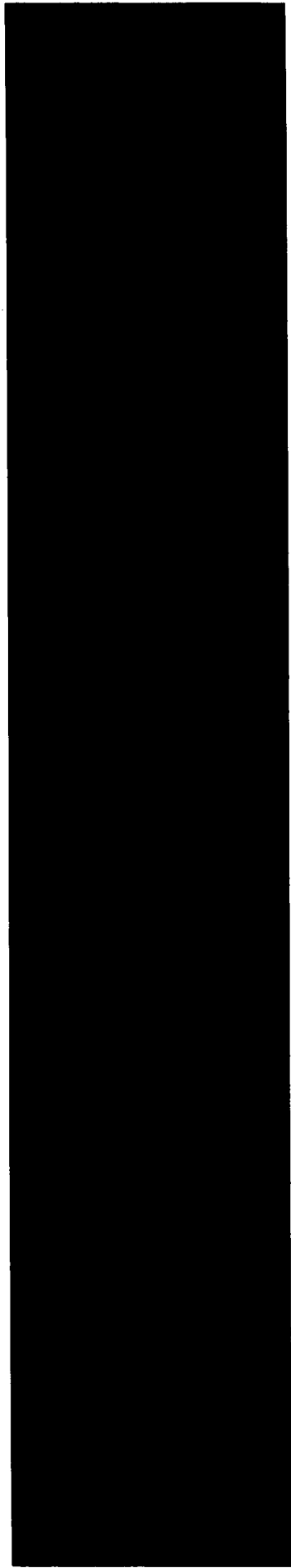


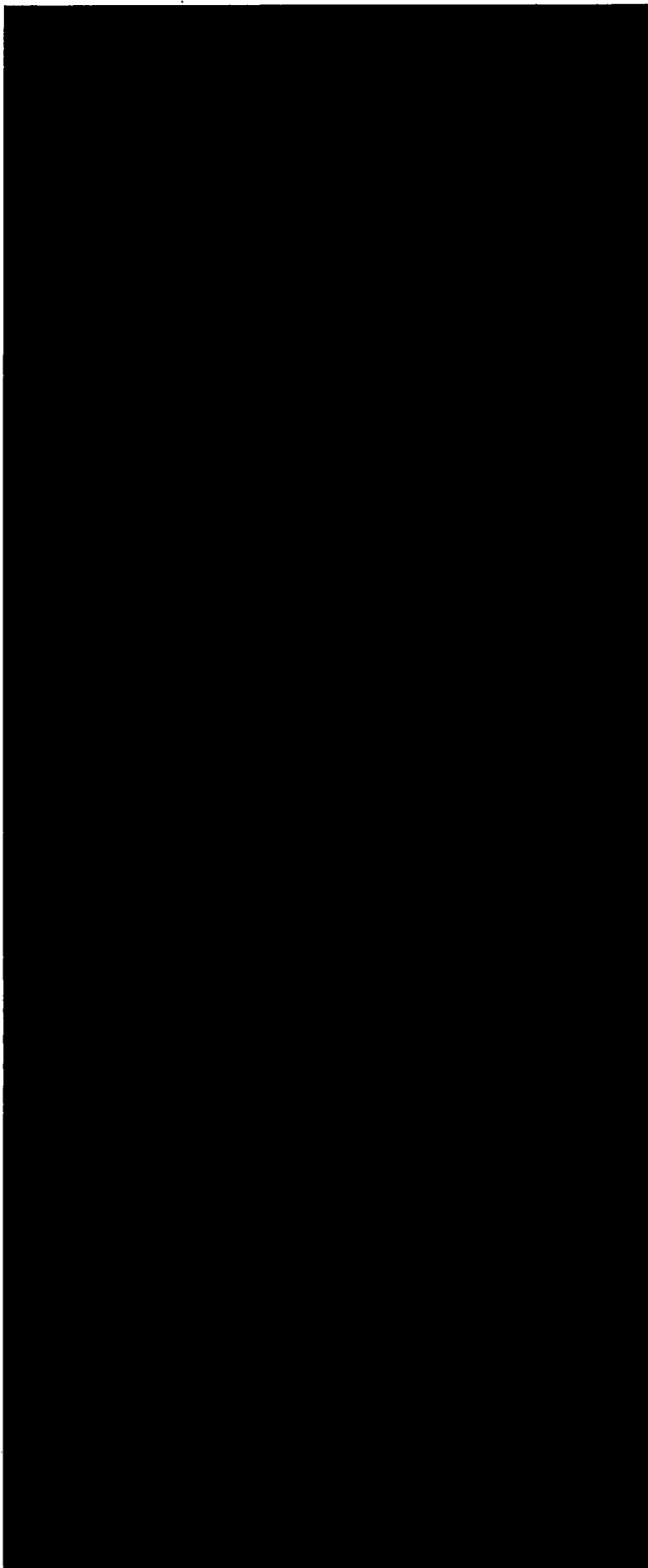
	2018	2019	2020	2021	2022
Jahressummen der Ausgleichsbeträge (erweiterte PIA der vaK 2013)					
Jahressummen der Ausgleichsbeträge (PÜS 2014 sowie PIA der vaK 2014)					
Jahressummen der Ausgleichsbeträge (PÜS 2015 sowie PIA der vaK 2015)					
Jahressummen der Ausgleichsbeträge (PÜS 2016 sowie PIA der vaK 2016)					
Jahressummen der Ausgleichsbeträge (PÜS 2017 sowie PIA der vaK 2017)					
<b>Gesamtsummen der Ausgleichsbeträge (erweiterte PIA der vaK 2013, PÜS 2014-2017 sowie PIA der vaK 2014-2017)</b>	<b>-1.643.365,96</b>	<b>-1.767.067,27</b>	<b>-1.767.067,27</b>	<b>-1.767.067,27</b>	<b>-1.767.067,27</b>

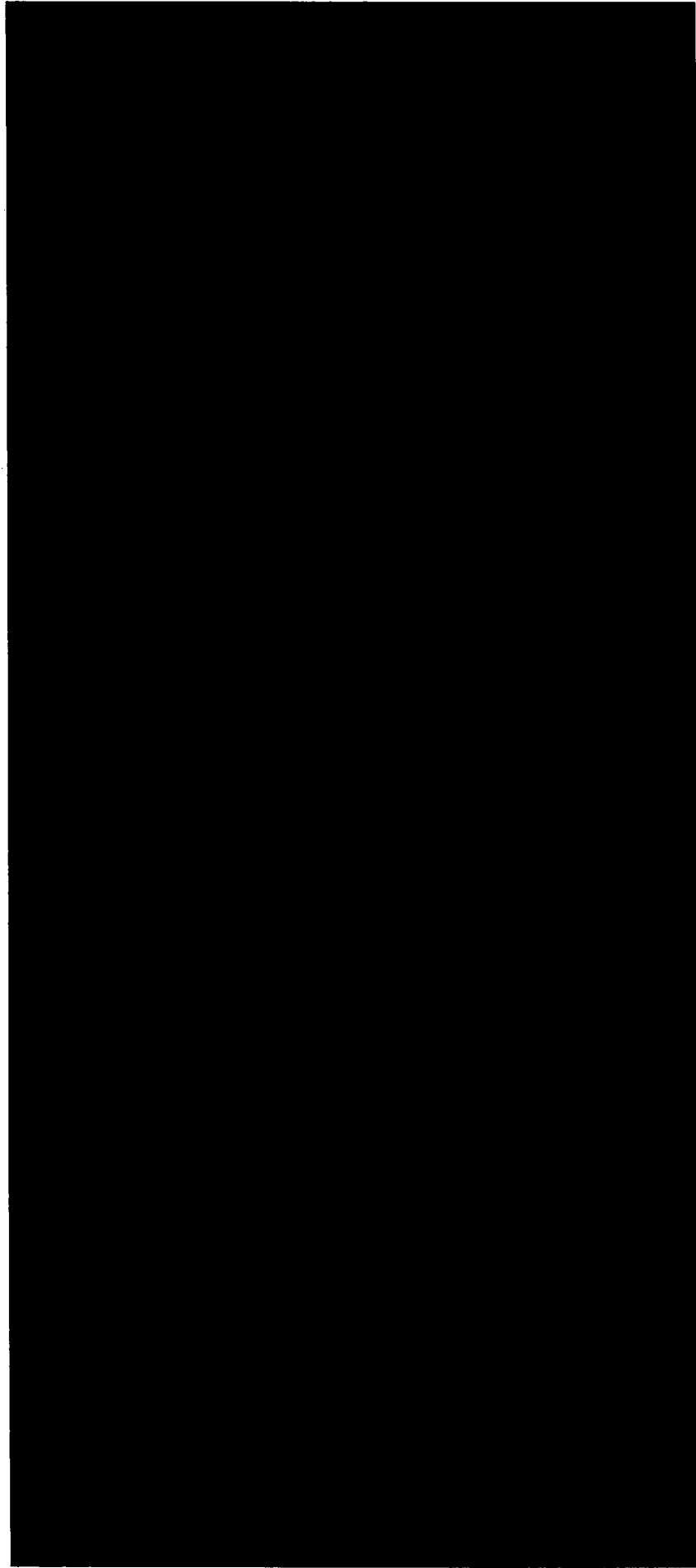
10-1-1981

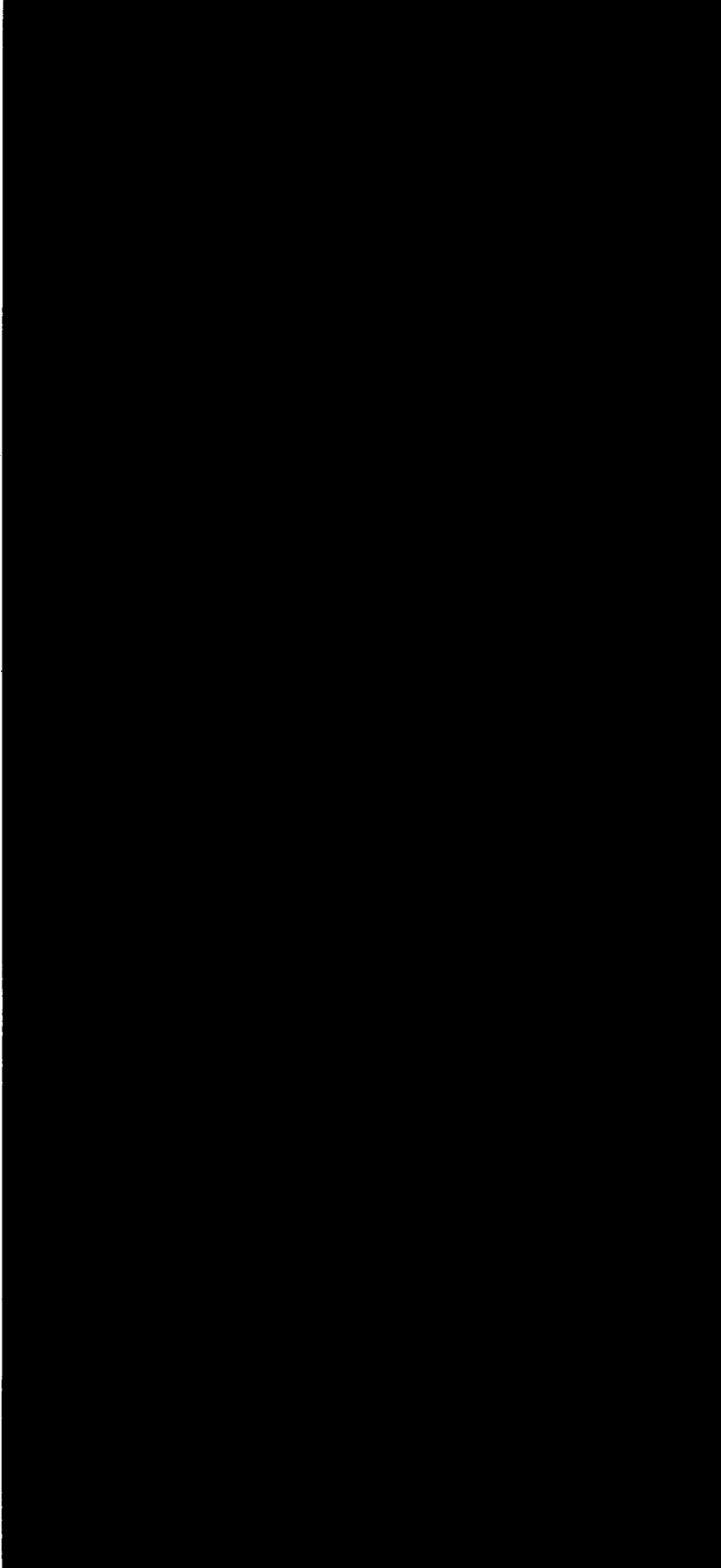
Amphibian Survey 200-273

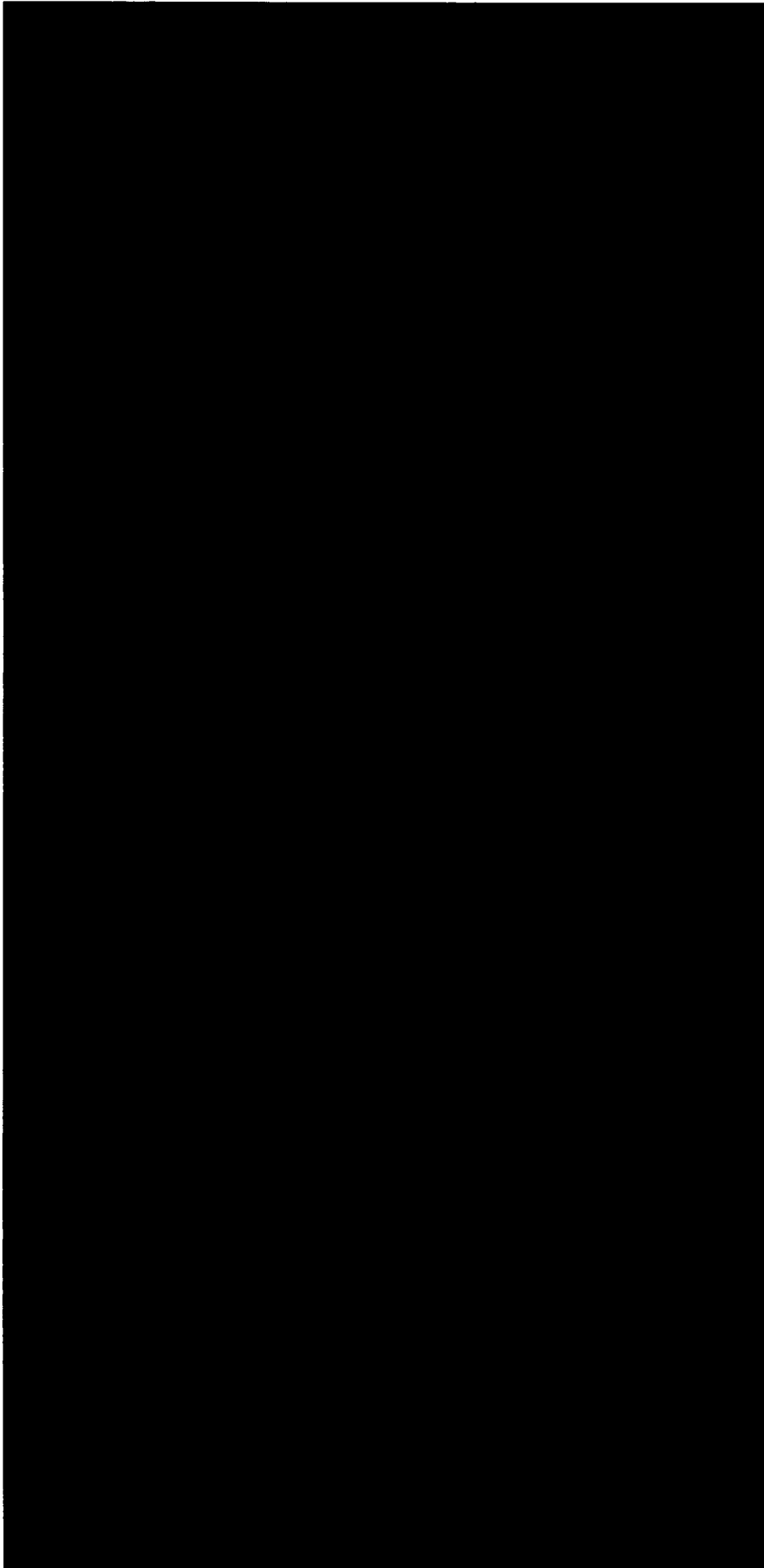
1











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

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der dritten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die dritte Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2018. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2015.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i. V. m. §§ 4 bis 9 GasNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV, zusammen. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen. Die so ermittelten Netzkosten, bezogen auf die auf die ausgenommenen und nicht ausgenommenen Kapazitäten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 1-NB** und betragen

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde gelegt, der vom Netzbe-

treiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLSX-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei zu ermöglichen.

#### **1. Aufwandsgleiche Kosten**

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

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

Der Netzbetreiber ist darlegungs- und beweisverpflichtet für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungslast begrenzt die Amtsaufklärungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Vielmehr „ist es erforderlich, dass die tatsächlich angefallenen Kosten, deren Anfall im Basisjahr sowie deren inhaltlicher Bezug auf das Basisjahr dargelegt und belegt werden und die Zuschlüsselung auf das zu prüfende Netz plausibel gemacht wird.“ (OLG Stuttgart, 201 Kart 12/14, S. 7) Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

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

Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2015 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30.06.2016 (im Folgenden: KoV) vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW / VKU / GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten, die gemäß § 19a EnWG aufgrund der Umstellung der Gasqualität entstehen, werden auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt; aufgrund der anstehenden Novellierung des § 19a EnWG erfolgt ab dem 01.01.2017 eine bundesweite Umlage.

Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 30.06.2016 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktraumumstellung“. Die durch die Marktraumumstellung bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum ab 1.1.2017 an alle Netzbetreiber bundesweit weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

**1.1. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, davon Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5)**

Der Netzbetreiber macht eine im Jahr 2015 gebuchte Rückstellungszuführung für die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in einer Höhe von [REDACTED] geltend.

Rückstellungszuführungen haben bereits grundsätzlich Planungscharakter. Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten in Höhe der Rückstellungszuführung periodisch wiederkehren und der Regulierungsperiode in dieser Höhe anfallen werden. Die Höhe der Rückstellungszuführung erscheint vor dem Maßstab eines effizienten Netzbetriebs als eine nicht repräsentative Besonderheit des Basisjahres und somit als nicht sachgerecht. Die Kosten werden daher nicht im geltend gemachten Umfang anerkannt. Es erscheint allerdings unter Berücksichtigung der Stellungnahme vom 28.02.2017 als sachgerecht auf die realisierten Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate des Jahres 2016 abzustellen. Es werden daher [REDACTED] berücksichtigt.

Die geltend gemachten Kosten wurden um [REDACTED] gekürzt.

**1.2. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur (Ziffer 1.1.2.2.)**

Die von dem Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für durch Dritte überlassene Netzinfrastruktur beruhen in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit W & G Transport Holding GmbH.

Netzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 5 GasNEV Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter anfallen, maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn sie die Leistung selbst erbringen würden. Die Preise für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Überlassenden nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. Der BGH hat die hier

verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netz GmbH“).

Es waren daher für die von der W & G Transport Holding GmbH überlassene Netzinfrastruktur Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Die zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse ergeben sich aus Anlage I-VP

### **1.3. Zinsen und ähnliche Aufwendungen, davon Sonstiges (Ziffer 1.3.4)**

Im Rahmen des Anhörungsverfahrens hat die Beschlusskammer die Ausführungen des Netzbetreibers dahingehend verstanden, dass es sich beim dem unter der Position „1.3.4. Zinsen und ähnliche Aufwendungen, davon Sonstiges“ in Höhe von 772.122 € ausgewiesenen Kosten um Zinsaufwand handelt, der aus der handelsrechtlichen Aufzinsung der Rückstellungsbestände für PÜS/PIA resultiert. Der Netzbetreiber hat diesen Aufwand ursprünglich gekürzt und zugleich auch die testierten Rückstellungsbestände (PÜS/PIA) in der Bilanz. Da die Kürzung von Rückstellungsbeständen im Regulatorrahmen nicht vorgesehen ist, kann jedoch die handelsrechtliche Aufzinsung der Rückstellungsbestände kalkulatorisch berücksichtigt werden. Die Beschlusskammer hat daher den Betrag von 772.122 € berücksichtigt.

### **1.4. Sonstige betriebliche Steuern, davon Sonstiges (Ziffer 1.4.3)**

Die Position wurde um die Betriebssteuern der BTG-Partner in einer Höhe von 980.464 € bereinigt, so dass nur noch die netzbetreiberscharfen Betriebssteuern ausgewiesen sind. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der Erdgassteuer in einer Höhe von [REDACTED] sowie aus der Stromsteuer in einer Höhe von [REDACTED] (mitgeteilt durch den Netzbetreiber am 19.06.2017 per E-Mail).

### **1.5. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.11)**

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn

ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Ein entsprechender Nachweis der Betriebsbezogenheit der geltend gemachten Kosten ist überdies nicht erfolgt.

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Kosten sind daher in voller Höhe ( ) nicht anzuerkennen.

## **2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen**

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

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

Gemäß § 6 Abs. 5 GasNEV sind seit dem 01.01.2017 die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

### **2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten**

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

Entscheidend bei der für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den histori-

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

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

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

## **2.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen**

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. § 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten

führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

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

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

### **2.3. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung**

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

Grundstücke dürfen nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV folgt, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegen-

standes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

### **2.3.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen**

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

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

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung} = \frac{\text{AK/HK}}{\text{ND}}$$

### **2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2015 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2015 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

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

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

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

### **2.5. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus Anlage 2.1-NB.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus Anlage 2.2-NB.

### **3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung**

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

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gemäß § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Ba-

sis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs.1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2015 und der Jahresabschreibung 2015 errechnet.

Gemäß der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs wurden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Neuanlagen, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, im Jahresanfangsbestand berücksichtigt (Vgl. BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 14.08.2008, Az. KVR 39/07). Sie unterfallen weder dem Wortlaut des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV noch stellen sie nach dem Normzweck anzusetzendes Eigenkapital dar.

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

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

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

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

#### 3.1.1. Grundsätze

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

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

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

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

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

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatori-

schen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 3-NB**.

### **3.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen**

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich sind. Das heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. GasNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich.

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschluss vom 3. März 2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.).

Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschluss vom 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

#### **3.1.3.1. Umlaufvermögen**

Das Umlaufvermögen umfasst kurzfristig gebundene Vermögensgegenstände des Betriebsvermögens. Anders als Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, ist Umlaufvermögen kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein

Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 28.05.1998, Az. XR 80/94, juris: Rd.-Nr. 30).

Nach der gefestigten Rechtsprechung des Kartellsenats des BGH „ist eine Korrektur der Bilanzwerte des Umlaufvermögens nach dem Maßstab der Betriebsnotwendigkeit vorzunehmen. Die Umstände, aus denen sich die Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber [...] darzulegen und zu beweisen“. (BGH, Beschluss vom 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20.)

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht hinreichend sein kann, da die Vorhaltung liquider Mittel in diesen Fällen nicht zwingend im Hinblick auf den Netzbetrieb erfolgt.

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

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

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten Ansparung kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Bestände bedarf es hierfür nicht. Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 50 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 4 Abs. 1 GasNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Gemäß diesem Grundsatz erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelrückflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d. h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel anzusparen. Das Umlaufvermögen hat keine Sparsbuchfunktion. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können. Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird wie bereits erläutert in der Regel durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige

und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Forderungen aus Netzentgelten von Netzbetreibern, die Entgelte gemäß §§ 13 bis 16 GasNEV bilden

Der Netzbetreiber weist in der testierten Bilanz Forderungen aus Netzentgelten in Höhe von insgesamt [REDACTED] (Mittelwert, Bilanzposition 2.2.1. im Erhebungsbogen) aus.

Forderungen aus Netzentgelten sind nur dann anererkennungsfähig, wenn sich diese im Rahmen einer effizienten Betriebsführung als effizient und betriebsnotwendig erweisen. Ausweislich § 26 der Anlage 1 zur KoV kann der Netzbetreiber Rechnungsstellung und eventuelle Abschlagszahlungen in seinen ergänzenden Geschäftsbedingungen regeln.

Die Netzentgelte werden den Kunden in der Regel ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt. Bei effizientem Forderungsmanagement wird der Netzbetreiber hierbei kein längeres Zahlungsziel als 10 Werktage vorsehen; dies ist auch das Zahlungsziel, welche für RLM- und SLP-Kunden in der KoV vorgesehen ist. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie 1/24 der Umsatzerlöse aus Einspeiseentgelten für feste Kapazitäten, aus Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten sowie aus unterjährigen und unterbrechbaren Verträgen sowie Jahresverträgen mit abweichenden Laufzeitbeginn entsprechen.

Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber für die Forderungen aus Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung sowie aus Entgelten mit Preisnachlässen gemäß § 3 KAV i. V. m. § 18 GasNEV und sonstigen Umsatzerlösen aus Netzentgelten keine größeren Forderungsbestände auflaufen lässt als an anderen Ausspeisepunkten, so dass von den entsprechenden Umsatzerlösen 1/24 als Forderungen anererkennungsfähig sind.

Aus den Erlösen aus Konzessionsabgaben können keine anererkennungsfähigen Forderungen resultieren. Denn die Netzentgelte verstehen sich zuzüglich Konzessionsabgabe, so dass eine Berücksichtigung von Forderungsbeständen aufgrund der Konzessionsabgabe in den Netzkosten sachfremd und somit nicht betriebsnotwendig ist. Gleiches gilt für Forderungen aus Vertragsstrafen, denn diese sind nicht dem Bereich der Netzkosten zuzuordnen, so dass eine Verzinsung hierfür dem Netzkunden nicht aufzuerlegen ist.

Aus Umsatzerlösen aus Nebengeschäften bzw. andere Umsatzerlöse, die nicht Netzentgelten zuzuordnen sind, können dann berücksichtigungsfähige Forderungen resultieren, wenn

die Erlöse aus den Nebengeschäften kostenmindernd berücksichtigt wurden und insoweit eine Betriebsnotwendigkeit der Nebengeschäfts aufgrund der kostensenkenden Wirkung indiziert ist. Der Netzbetreiber weist andere Umsatzerlöse, die nicht Netzentgelten zuzuordnen sind, aus. Da die anderen Umsatzerlöse, die nicht Netzentgelten zuzuordnen sind, nicht kostenmindernd berücksichtigt wurden, können aus diesen Umsatzerlösen keine anererkennungsfähigen Forderungen hergeleitet werden.

Der Netzbetreiber weist Umsatzerlöse aus

- Für Erlöse aus Einspeiseentgelten für feste Kapazitäten in Höhe von [REDACTED]
- Für Erlöse aus Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten in Höhe von [REDACTED]
- Für Erlöse aus unterjährigen und unterbrechbaren Verträgen sowie Jahresverträgen mit abweichenden Laufzeitbeginn in Höhe von [REDACTED]

die um andere Umsatzerlöse, die nicht Netzentgelten zuzuordnen sind, in Höhe von [REDACTED] zu bereinigen sind.

Insgesamt können damit [REDACTED] an Umsatzerlösen der Beurteilung der Anerkennungsfähigkeit der Forderungen zugrunde gelegt werden. 1/24 dieser Umsatzerlöse betragen [REDACTED] im Mittelwert; in dieser Höhe sind die Forderungen aus Netzentgelten anererkennungsfähig.

#### Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 2.4.) in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) aus. Zudem weist er in der Position Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (Position 2.2.2.) [REDACTED] (Mittelwert) liquiditätsnahe Forderungen [REDACTED] aus.

Der Netzbetreiber hat nicht nachgewiesen, dass die liquiden Mittel sowie die liquiditätsnahen Forderungen betriebsnotwendig sind. Ob Umlaufvermögen zur Bedienung von Verbindlichkeiten notwendig ist, lässt sich aus Sicht der Beschlusskammer im Ergebnis beurteilen, wenn die konkreten Mittelzu- und abflüsse dargelegt werden, d. h. aufgezeigt wird, wann und aus welchen Mitteln diese Verbindlichkeiten getilgt werden sollen. Ohne eine konkrete Gegenüberstellung der Mittelzuflüsse und des Umfangs sowie insbesondere des Fälligkeitszeitpunkts der zu erfüllenden Verbindlichkeiten können der Liquiditätsbedarf und die Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers nicht korrekt ermittelt und beurteilt werden. Erforderlich ist eine dynamische Betrachtung und Darstellung des Liquiditätsbedarfs (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11.11.2015, VI-3 Kart 118/14 (V)). Der Netzbetreiber hat unter Tabellenblatt E\_CF\_Rechnung des Erhebungsbogens keine Liquiditätsrechnung vorgelegt.



- Rückstellungen
- erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
- unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
- erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
- sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit sind das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

#### **3.1.5.1. Rückstellungen**

Die anderen sonstigen Rückstellungen für den Plan-Ist-Abgleich und die Periodenübergreifende Saldierung sind in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) zu berücksichtigen. Dem steht nicht entgegen, dass die Zuführung zu dieser Rückstellung zu streichen war. Eine Rückstellung ist ein Substitut zu einem Bankkredit und dient der Finanzierung des Unternehmens.

Die Beschlusskammer hat den vom Netzbetreiber gekürzten Bestand der anderen sonstigen Rückstellungen für den Plan-Ist-Abgleich und die Periodenübergreifende Saldierung im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt, da dem Netzbetreiber in der Vergangenheit mehr Entgelte zugeflossen sind, als ihm gemäß der zulässigen kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zustanden. Damit liegt eine Mittelstundung durch die Netzkunden vor. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich hierbei um verzinsliches Fremdkapital des Netzbetreibers, das von den Netznutzern zur Verfügung gestellt wird und durch Rückstellungsbildung in der Bilanz des Netzbetreibers zu erfassen ist.

Das Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14). Was als Abzugskapital anzusehen ist, ergibt sich ausschließlich aus § 7 Abs. 2 GasNEV ((EnVR 49/09, EnVR 79/07, EnVR 6/08)). § 7 (2) GasNEV zählt abschließend und eindeutig auf, was als Abzugskapital anzusehen ist (OLG Stuttgart 201 Kart 12-14, E-Mail v. 31.05.2016). Die gilt auch dann, wenn der

Netzbetreiber eine testierte Buchung zu einem späteren Zeitpunkt als fehlerhaft beurteilt. Die Korrektur einer eventuell fehlerhaften Buchung erfolgt in der Regel nach Feststellung des Fehlers in späteren Geschäftsjahren. Eine rückwirkende Korrektur des testierten Zahlenmaterials im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, wie vom Netzbetreiber u.a. in der Stellungnahme vom 22.03.2017 vorgeschlagen, ist im Regulierungsrahmen nicht vorgesehen.

Folglich sind sowohl Rückstellungen für den Plan-Ist-Abgleich und die Periodenübergreifende Saldierung als auch die Rückstellungen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im testierten Umfang zu berücksichtigen.

### **3.1.6. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung und gegenüber verbundenen Unternehmen**

#### **Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung**

Der Netzbetreiber nimmt eine vollständige Kürzung der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (2014: 70.439 €, 2015: 200.414 €) vor. Der Netzbetreiber trägt vor, dass er es für sachgerecht erachtet, diese Verbindlichkeiten vollumfänglich zu kürzen, da es sich um kurzfristige Verbindlichkeiten handele, die nicht zur Finanzierung bereitstünden. Die Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Das Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

#### **Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen (aus Ergebnisabführung)**

Der Netzbetreiber nimmt in der Bilanz 2014 eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] vor. Der Netzbetreiber trägt vor, dass er es für sachgerecht erachtet, diese Verbindlichkeiten vollumfänglich zu kürzen, da es sich um kurzfristige Verbindlichkeiten handele, die nicht zur Finanzierung bereitstünden. Die Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Das Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

Was als Abzugskapital anzusehen ist, ergibt sich ausschließlich aus § 7 Abs. 2 GasNEV ((EnVR 49/09, EnVR 79/07, EnVR 6/08)). § 7 (2) GasNEV zählt abschließend und eindeutig auf, was als Abzugskapital anzusehen ist (OLG Stuttgart 201 Kart 12-14, E-Mail v. 31.05.2016).

### 3.1.7. Verzinsliches und unverzinsliches Fremdkapital

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit ist das betriebsnotwendige verzinsliche Fremdkapital grundsätzlich in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber hat im Jahr 2014 und 2015 laut seinen Ausführungen im Bericht nach §28 GasNEV Verbindlichkeiten aus Umsatzsteuer in Höhe von 331.325 € bzw. 302.584 € angesetzt. Da der Netzbetreiber ein umsatzsteuerabzugsberechtigtes Unternehmen ist, ist die Umsatzsteuer für ihn ein durchlaufender Posten und somit nicht netzkostenrelevant. Die entsprechende Verbindlichkeit wird deshalb nicht im Abzugskapital berücksichtigt.

### 3.1.8. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 GasNEV (BNEK I)

Aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 GasNEV (BNEK I) aus Anlage 3-NB bzw. Anlage 4-NB.

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

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

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

	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK

+	Grundstücke zu historischen AK/HK
+	betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u></b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	<b>Abzugskapital</b>
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></b>

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

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

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus **Anlage 3-NB** ergibt, einen Anteil von 40 % so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 GasNEV (*BNV II*) aus **Anlage 3-NB**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 3-NB**.

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

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als

40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet ( $BNEK II \leq 40\%$ ), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt ( $BNEK II > 40\%$ ).

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

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

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

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

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des *BNEK II* zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

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

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

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

= <u>Anteil SAVneu</u>
------------------------

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu). Der Anteil der Alt- und Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB**.

### 3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 05.10.2016, unter dem Aktenzeichen BK4-16/161, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 6,91 % und für Altanlagen auf 5,12 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

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

$$BNEK II \leq 40\% * \text{Anteil SAVneu} * 6,91\%$$

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

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich gemäß § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekenpfandbriefe“.<sup>1</sup> Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

---

<sup>1</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insge- samt [%]	Ø Reihen [%]
2006	3,8	4,2	3,7	
2007				
2008	4,5	6,3	4,0	
2009				
2010	2,5	4,0	2,4	
2011				
2012	1,4	3,7	1,3	
2013				
2014	0,9	3,0	1,0	
2015				

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 3,03 % ab.

### 3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

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

Die negative Eigenkapitalverzinsung, wie sie in Anlage 4-NB ausgewiesen ist, stellt lediglich einen rechnerischen Zwischenschritt dar. Durch die Hinzunahme der Eigenkapitalverzinsung des Verpächters wird sichergestellt, dass die Eigenkapitalverzinsung in Summe zu keinem negativen Ergebnis führt.

Die hierbei von der Beschlusskammer „gewählte Methode zur Berechnung der Verzinsung des negativen Eigenkapitals“ wurde vom OLG Düsseldorf bestätigt (Vgl. entsprechend: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V) – SW Lengerich, S. 45.; BGH, EnVR 79/07 „SWU Netze GmbH“, S. 18.).

#### 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30.). Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

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

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10). Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert- Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, EnVR 26/14 SW Freudenstadt, Rn. 46.).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% \\ * + BNEK II > 40\% * 3,03\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in Anlage 4-NB ausgewiesen.

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

Gemäß § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

**5.1. Sonstige betriebliche Erträge, davon andere sonstige Erträge (Ziffer 8.4.)**

Die Position wurde um die Betriebssteuern der BTG-Partner in einer Höhe von [REDACTED] bereinigt, so dass nur noch die netzbetreiberscharfen Betriebssteuern ausgewiesen sind. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der Erdgassteuer in einer Höhe von [REDACTED] sowie aus der Stromsteuer in einer Höhe von [REDACTED] (mitgeteilt durch den Netzbetreiber am 19.06.2017 per E-Mail).

**Ermittlung der Netzkosten**

**Anlage 1-MB1**

Kostenart	Netzkosten gem. Netzkostenführer	Netzkosten gem. GStG/EV	Differenz
<b>1 Aufwandsglättende Kosten</b>			
<b>1.1 Netzkosten</b>			
<b>1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe</b>			
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verbrauchsgütern			
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibstoffen			
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Energieerzeugern			
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Ersatzanlagenteilen			
1.1.1.5 Sonstiges			
1.1.2 Aufwendungen für fremde Leistungen			
1.1.2.1 Aufwendungen an verpflichtete Mitarbeiter			
1.1.2.2 Aufwendungen für übertragene Netzkostenanteile			
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsleistungen			
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsdienstleistungen			
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausschickungsleistungen für das Betriebsleistungsglied			
1.1.2.6 Aufwendungen für Dienstleistungen			
1.1.2.7 Sonstiges			
<b>1.2 Personalaufwand</b>			
<b>1.2.1 Löhne und Gehälter</b>			
<b>1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Urlaubsgeld</b>			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
<b>1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>			
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4 Sonstiges			
<b>1.4 sonstige betriebliche Steuern</b>			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
<b>1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen</b>			
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsoverleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Vorleistungen nach § 13 Abs. 1 GStG/EV			
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KStG			
1.5.4 Warenaufwendungen			
1.5.5 Energieaufwendungen			
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtrenten, sonstige Leasingzinsen, Gebühren und Beiträge			
1.5.7 Versicherungsleistungen			
1.5.8 Standort-, Dienstleistungen und Zählerkosten			
1.5.9 Postkosten, Fernsprechkosten und ähnliche Kosten			
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten			
1.5.11 Reparatur-, Wartungs-, Serviceleistungen			
1.5.12 Reisekosten und Ausfallkosten			
1.5.13 Bewehrung und Gerüstbau			
1.5.14 Finanzbuchhaltungskosten			
1.5.15 Fremdarbeitleistungen			
1.5.16 Abschreibungen auf Fixvermögen			
1.5.17 Erlöse für vorerfasste Netzkosten nach § 20a GStG/EV			
1.5.18 Sonstiges			
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>			
2.1 Abschreibungen Sachanlagenvermögen			
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapieren des Umlaufvermögens			
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>			
<b>4 Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>			
<b>1a Netzkosten vor Abzug der kostenvermeidenden Erlöse und Erträge</b>			
<b>5 Kostenvermeidende Erlöse</b>			
5.1 Erlöse aus Konzernabschlüssen			
5.2 Erlöse aus der Bewirtschaftung sonstiger Mittelwerte			
5.2.1 Erlöse aus der Bewirtschaftung langfristiger Gebrauchsgegenstände			
5.2.2 Erlöse aus Neuzulassungsgewinnanteilen			
5.2.3 Erlöse aus erworbenen Bilanzposten			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsoverleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen wirtschaftlichen sonstigen Mittelwerten			
5.3 Nicht zurückzuführende Erlöse aus Vorleistungen gemäß § 13 Abs. 4 GStG/EV			
5.4 Erlöse aus Verkauf von Ersatzanlagenteilen			
5.5 Erlöse aus Dienstleistungen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzkosten)			
<b>6 Bestandsveränderungen</b>			
<b>7 andere abfällige Eigenleistungen</b>			
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>			
8.1 Erlöse aus der Auflösung von Wertminderungsbehalten			
8.2 Erlöse aus der Auflösung von Rücklagenbehalten			
8.3 Erlöse aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 6 Abs. 4 GStG/EV			
8.4 Andere sonstige Erträge			
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>			
<b>10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens</b>			
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>			
11.1 Erlöse aus Finanzanlagen			
11.1.1 Erlöse aus verschiedenen Finanzanlagen			
11.1.2 Erlöse aus Cash-Pooling			
11.2 Erlöse aus Forderungen, sonstige Wertpapiere, Wertpapieren und Kreditmitteln			
11.2.1 Erlöse aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
11.2.2 Erlöse aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z. B. Cash-Pooling)			
11.2.3 Erlöse aus Forderungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
11.2.4 Erlöse aus sonstigen Vermögensgegenständen			
11.2.5 Erlöse aus Wertpapieren des Umlaufvermögens			
11.2.6 Erlöse aus Vermögensgegenständen, Gebühren bei der Bundesbank und Kreditinstituten			
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
<b>11a Kostenvermeidende Erlöse und Erträge</b>			
<b>II Netzkosten</b>			

**Kalkulatorische Abschreibungen**

**Anlage 2.1-NB1**

Insgesamt  
gewichtet mit den Quoten nach  
§ 8 I S. 3 GrundV

Kalkulatorische Abschreibungen  
für Altanlagen auf AK/HK-Basis  
auf TNW-Basis  
für Neuanlagen  
auf AK/HK-Basis

Anlagegruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 8 I S. 3 GrundV
I. Allgemeine Anlagen				
1. Grundbesitzanlagen, Bauten für Transportwesen				
2. Betriebsgebäude				
3. Verwaltungsgebäude				
4. Gleisanlagen, Eisenbahnwesen				
5. Gasleitungsanlagen (ohne Erdv. Werkzeuge/Gestelle), Vermittlungsanlagen				
6. Wasserleitungsanlagen				
7. Leseleitungsanlagen				
8.1. Wasserwerke				
8.2. Schwere				
10.1. Leichterfahrzeuge				
10.2. Schwerfahrzeuge				
II. Gasbehälter				
III. Prozessverteilernetzen				
1. Erdgasverteilungs				
2. Gasleitungsanlagen				
3. Pipen und Armaturen				
4. Gasmessanlagen				
5. Sicherheitsanlagen (Erdgasverteilernetzen)				
6. Leit- und Fernüberwachungsanlagen (Erdgasverteilernetzen)				
7. Nebenanlagen (Erdgasverteilernetzen)				
8. Verschränkung				
IV. Rohrleitungsanlagen				
1.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
1.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
2.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
2.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
3. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
3.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
3.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
4. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
4.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
4.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
5. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
5.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
5.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
6. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
6.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
6.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
7. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
7.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
7.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
8. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
8.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
8.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
9. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
9.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
9.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
10. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
10.1. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) <= 10 bar				
10.2. Rohrleitungsanlagen (Erdgasverteilernetzen) > 10 bar				
V. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
1. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
2. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
3. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
4. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
5. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
6. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
7. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
8. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
9. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
10. Mess-, Regel- und Zählanlagen				
VI. Fernverleittungen				
1. Fernverleittungen				
2. Fernverleittungen				
3. Fernverleittungen				
4. Fernverleittungen				
5. Fernverleittungen				
6. Fernverleittungen				
7. Fernverleittungen				
8. Fernverleittungen				
9. Fernverleittungen				
10. Fernverleittungen				
Summe				

**Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens**

**Anlage 2.2-NB1**

Anlagengruppe	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand)		für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Endbestand)		für Neuanlagen auf AK/HK-Basis
	für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis		für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	
I. Allgemeine Anlagen	-	-	-	-	-	-
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	-	-	-	-	-	-
3. Betriebsgebäude	-	-	-	-	-	-
4. Verwaltungsgebäude	-	-	-	-	-	-
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	-	-	-	-	-	-
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Vermittlungseinrichtungen	-	-	-	-	-	-
7. Werkzeuge/Geräte	-	-	-	-	-	-
8. Lagereinrichtung	-	-	-	-	-	-
9.1 Hardware	-	-	-	-	-	-
9.2 Software	-	-	-	-	-	-
10.1 Leichtfahrzeuge	-	-	-	-	-	-
10.2 Schwerfahrzeuge	-	-	-	-	-	-
II. Gasbehälter	-	-	-	-	-	-
III. Erdgasverdichteranlagen	-	-	-	-	-	-
1. Erdgasverdichtung	-	-	-	-	-	-
2. Gasreinigungsanlagen	-	-	-	-	-	-
3. Piping und Armaturen	-	-	-	-	-	-
4. Gasmessanlagen	-	-	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
8. Verkehrswege	-	-	-	-	-	-
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen	-	-	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	-	-	-	-	-	-
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	-	-	-	-	-	-
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss	-	-	-	-	-	-
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	-	-	-	-	-	-
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)	-	-	-	-	-	-
6. Armaturen/Armaturenstationen	-	-	-	-	-	-
7. Molchschieusen	-	-	-	-	-	-
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)	-	-	-	-	-	-
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	-	-	-	-	-	-
1. Gaszähler der Verteilung	-	-	-	-	-	-
2. Hausdruckregler/Zählerregler	-	-	-	-	-	-
3. Messeinrichtungen	-	-	-	-	-	-
4. Regeleinrichtungen	-	-	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
7. Verdichter in Gasmischenanlagen	-	-	-	-	-	-
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
VI. Fernwirkanlagen	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	-	-	-	-

**Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. §§ 6-7 GasNEV**

**Anlage 3-NB1**

Position	Wertansatz		berücksichtigte Ansätze zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKO1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKO2)
	Anfangsbestand	Endbestand		
<b>EKO Eigenkapitalquote</b>				
<b>1 kalkulatorisches Anlagevermögen</b>				
1.1 Altanlagen zu AK/HK				
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens				
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau				
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK				
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK				
1.2 Altanlagen zu TNW				
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens				
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau				
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW				
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK				
1.3 Neuanlagen zu AK/HK				
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände				
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau				
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK				
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK				
<b>2 Finanzanlagen</b>				
2.1 Anteile an verbundenen Unternehmen				
2.2 Ausleihungen an verbundene Unternehmen				
2.3 Beteiligungen				
2.4 Ausleihungen an Unternehmen, mit denen eine Beteiligungsverhältnis besteht				
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens				
2.6 sonstige Ausleihungen				
<b>3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens</b>				
3.1 Vorräte				
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen				
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren				
3.1.4 geleistete Anzahlungen				
3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
3.2.1 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
3.2.2 Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
3.2.3 Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
3.2.4 Sonstigen Vermögensgegenständen				
3.3 Wertpapiere				
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen				
3.3.2 eigene Anteile				
3.3.3 sonstige Wertpapiere				
3.4 Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks				
<b>I. Betriebsnotwendiges Vermögen</b>		1 + 2 + 3		
<b>4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehm</b>				
<b>5 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</b>				
<b>6 Rückstellungen</b>				
6.1 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen				
6.2 Steuerrückstellungen				
6.3 sonstige Rückstellungen				
<b>7 Verbindlichkeiten</b>				
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten				
<b>8 Rechnungsabgrenzungsposten</b>				
<b>9 Kapitalausgleichsposten</b>				
<b>II. Abzugskapital</b>		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9		
<b>III. Verzinsliches Fremdkapital</b>		7 - 7.a		
<b>IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>		I. - II. - III.		

**Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital**

**Anlage 3.1-NB1**

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
<b>1</b>	<b>kalkulatorisches Anlagevermögen</b>					
<b>1.1</b>	<b>Altanlagen zu AK/HK</b>					
1.1.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4	Grundstücke zu AK/HK					
<b>1.2</b>	<b>Altanlagen zu TNW</b>					
1.2.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3	Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4	Grundstücke zu AK/HK					
<b>1.3</b>	<b>Neuanlagen zu AK/HK</b>					
1.3.1	Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4	Grundstücke zu AK/HK					
<b>2</b>	<b>Finanzanlagen</b>					
2.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2	Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3	Beteiligungen					
2.4	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen eine Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5	Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6	sonstige Ausleihungen					
<b>3</b>	<b>Bilanzwerte des Umlaufvermögens</b>					
<b>3.1</b>	<b>Vorräte</b>					
3.1.1	Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe					
3.1.2	unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen					
3.1.3	fertige Erzeugnisse und Waren					
3.1.4	geleistete Anzahlungen					
<b>3.2</b>	<b>Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>					
3.2.1	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4	Sonstigen Vermögensgegenständen					
<b>3.3</b>	<b>Wertpapiere</b>					
3.3.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2	eigene Anteile					
3.3.3	sonstige Wertpapiere					
<b>3.4</b>	<b>Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks</b>					
<b>4</b>	<b>Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zu Erstattung von Netzanschlusskosten</b>					
<b>5</b>	<b>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</b>					
<b>6</b>	<b>Rückstellungen</b>					
6.1	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen					
6.2	Steuerrückstellungen					
6.3	sonstige Rückstellungen					
<b>7</b>	<b>Verbindlichkeiten</b>					
7.a	davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
<b>8</b>	<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>					
<b>9</b>	<b>Kapitalausgleichsposten</b>					
<b>II.</b>	<b>Abzugskapital</b> 4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9					
<b>III.</b>	<b>Verzinsliches Fremdkapital</b> 7 - 7.a					

**Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV**

Anlage 4-NB1

<b>IV.</b>	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>	
<b>V.</b>	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %</b>	$I \cdot 0,4$
	Anteil der Altanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
	Anteil der Neuanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
<b>IV.a</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	$\text{Min}(IV.;V.) \times 0\%$
<b>IV.b</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	$\text{Min}(IV.;V.) - IV.a$
<b>IV.c</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital über einer Quote von 40 %	$IV. - IV.a - IV.b$
<b>VI.a</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
<b>VI.b</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
<b>VI.c</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %	
<b>VI.</b>	<b>Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT</b>	
<b>Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV</b>		
<b>VII.a</b>	Hebesatz	
<b>VII.b</b>	Steuermesszahl	
<b>VII.</b>	<b>Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>	$VI. \cdot VII.a \cdot VII.b$

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

Aufwendungen für die von der W & G Transport Holding GmbH (VP) überlassene Netzinfrastruktur sind in Höhe von

██████████

anererkennungsfähig.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde gelegt, der vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLSX-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei zu ermöglichen.

**1. Aufwandsgleiche Kosten**

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

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

Der Netzbetreiber ist darlegungs- und beweisverpflichtet für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungslast

begrenzt die Amtsaufklärungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Vielmehr „ist es erforderlich, dass die tatsächlich angefallenen Kosten, deren Anfall im Basisjahr sowie deren inhaltlicher Bezug auf das Basisjahr dargelegt und belegt werden und die Zuschlüsselung auf das zu prüfende Netz plausibel gemacht wird.“ (OLG Stuttgart, 201 Kart 12/14, S. 7) Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

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

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2015 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertrags-

partner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30.06.2016 (im Folgenden: KoV) vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW / VKU / GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten, die gemäß § 19a EnWG aufgrund der Umstellung der Gasqualität entstehen, werden auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt; aufgrund der anstehenden Novellierung des § 19a EnWG erfolgt ab dem 01.01.2017 eine bundesweite Umlage. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 30.06.2016 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktraumumstellung“. Die durch die Marktraumumstellung bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum ab 1.1.2017 an alle Netzbetreiber bundesweit weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

**1.1. Aufwendungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen; davon gegenüber verbundenen Unternehmen und Sonstiges (Ziffer 1.3.1 und 1.3.4)**

Der Netzbetreiber macht in diesen Kostenpositionen einen Betrag in einer Höhe von insgesamt [REDACTED] geltend.

Diese Kostenpositionen werden nur in dem Umfang berücksichtigt, wie Fremdkapital (Verbindlichkeiten und Rückstellungen) Berücksichtigung finden. Der berücksichtigungsfähige Anteil beträgt demnach [REDACTED]

Die vom Netzbetreiber geltend gemachten Zinsaufwendungen waren daher in Höhe von [REDACTED] nicht anzuerkennen.

## **2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen**

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

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

Gemäß § 6 Abs. 5 GasNEV sind seit dem 01.01.2007 die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

### **2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten**

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

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

gelegten errechneten Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen, wird sie von ihren Rücknahmebefugnissen Gebrauch machen.

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

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

## **2.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen**

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. § 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

Für den Fall von Netzkäufen ist dementsprechend festzuhalten, dass ein Anspruch eines Netzbetreibers, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte den Kaufpreis für erworbene Netze zugrunde zu legen, nicht besteht (BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.). Nach § 6 Abs. 6 GasNEV dürfen die Abschreibungsgrundlagen nicht verändert werden, was bedeutet, dass das Abschreibungsobjekt nur einmal und ohne Erhöhung der

Kalkulationsgrundlage beschrieben werden kann. Die Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV stellt überdies ausdrücklich klar, dass das Verbot einer Abschreibung unter Null auch im Falle eines Eigentümerwechsels gilt. Damit wird bei einem Verkauf eine Veränderung der Abschreibungsgrundlage explizit ausgeschlossen. Auch aus der vielfach herangezogenen „Kaufering“-Entscheidung des BGH (BGH, KZR 12/97) folgt nichts anderes (so explizit für die wortgleiche StromNEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a. d. W., Rn. 47 ff.)

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

### **2.3. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung**

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

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

#### **2.3.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen**

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6

Abs. 5 S. 1 GasNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 GasNEV.

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

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{AK}/\text{HK}_i}{\text{ND}_i}$$

### **2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2015 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2015 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

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

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

### **2.5. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens**

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus Anlage 2.1-VP.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus Anlage 2.2-VP.

### 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

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

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

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

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2015 und der Jahresabschreibung 2015 errechnet.

Gemäß der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs wurden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Neuanlagen, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, im Jahresanfangsbestand berücksichtigt (Vgl. BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 14.08.2008, Az. KVR 39/07).

Sie unterfallen weder dem Wortlaut des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV noch stellen sie nach dem Normzweck anzusetzendes Eigenkapital dar.

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

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

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

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

#### **3.1.1. Grundsätze**

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

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

	Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens
	zu historischen AK/HK
+	Betriebsnotwendige Finanzanlagen

+	Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u></b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u></b>

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

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

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

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 3-VP**.

### 3.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich sind. Das heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. GasNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich.

Dies gilt ebenso bei der Überprüfung der beim Verpächter angesetzten Kosten. Hierbei ist das anererkennungsfähige Umlaufvermögen für Pächter- und Verpächterunternehmen separat nach den Maßstäben der GasNEV zu ermitteln (Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 11.11.2015, VI-3 Kart 94/14, S. 20ff; OLG Düsseldorf, Beschluss v. 11.11.2015, VI-3 Kart 16/13, S. 26ff.).

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschluss vom 3. März 2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.).

Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschluss vom 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

### **3.1.3.1. Umlaufvermögen**

Das Umlaufvermögen umfasst kurzfristig gebundene Vermögensgegenstände des Betriebsvermögens. Anders als Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, ist Umlaufvermögen kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 28.05.1998, Az. XR 80/94, juris: Rd.-Nr. 30).

Nach der gefestigten Rechtsprechung des Kartellsenats des BGH „ist eine Korrektur der Bilanzwerte des Umlaufvermögens nach dem Maßstab der Betriebsnotwendigkeit vorzunehmen. Die Umstände, aus denen sich die Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber [...] darzulegen und zu beweisen“. (BGH, Beschluss vom 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 20.)

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände

somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht hinreichend sein kann, da die Vorhaltung liquider Mittel in diesen Fällen nicht zwingend im Hinblick auf den Netzbetrieb erfolgt.

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

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

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten Ansparung kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Bestände bedarf es hierfür nicht. Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 50 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 4 Abs. 1 GasNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Gemäß diesem Grundsatz erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den

Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelrückflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d. h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel anzusparen. Das Umlaufvermögen hat keine Sparsbuchfunktion. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können. Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird wie bereits erläutert in der Regel durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

### Forderungen gegen Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht

Im Erhebungsbogen schlüsselt der Netzbetreiber für das Jahr 2014 einen Betrag in Höhe von [REDACTED] auf das Gasnetz. Dem Bericht nach §28 GasNEV (S. 22) ist hingegen zu entnehmen, dass nichts dem Gasnetz zugeordnet werden soll. Die Beschlusskammer stellt daher auf die Ausführungen im Bericht nach §28 GasNEV ab und nimmt einen Eintragungsfehler im Erhebungsbogen an.

**Sonstige Vermögensgegenstände**

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) aus. Hierbei handelt es sich um Forderungen des Netzbetreibers gegenüber dem Finanzamt aus Umsatzsteuer. Diese sind nicht anererkennungsfähig, da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Steuern erfolgt. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Zudem werden Steuern bereits kalkulatorisch nach § 8 GasNEV abgegolten.

**3.1.4. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 GasNEV (BNV I)**

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

**3.1.5. Abzugskapital**

Als Abzugskapital wird nach § 7 Abs. 2 GasNEV der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen angesetzt:

- Rückstellungen
- erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
- unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
- erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
- sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit sind das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausge-

wiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

### **3.1.5.1. Passiver Rechnungsabgrenzungsposten**

Im Erhebungsbogen weist der Netzbetreiber für das Jahr 2014 einen negativen passiven Rechnungsabgrenzungsposten in Höhe von [REDACTED] im Gasnetz aus. Dem Bericht nach §28 GasNEV (S. 24) ist hingegen zu entnehmen, dass dem Gasnetz keine passiven Rechnungsabgrenzungsposten zuzuordnen sind. Hinzu kommt, dass passive Rechnungsabgrenzungsposten einen negativen Wert nicht annehmen können..

### **3.1.6. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen**

Der Netzbetreiber nimmt in der Bilanz 2014 und 2015 eine Kürzung in Höhe von jeweils [REDACTED] vor.

Die Antragstellerin begründet die Kürzung mit der Änderung der Konzern-/ Holdingstruktur. Hierzu trägt die Antragstellerin vor, dass die Vermögensgegenstände zu Fair-Value-Marktwerten auf die neue Gesellschaft, die W&G Transport Holding GmbH, übertragen wurden. Um die Übertragung steuerneutral zu halten, hätten stille Reserven aufgedeckt werden müssen. Dadurch erhöhte sich das handelsrechtlich testierte Vermögen der neuen Gesellschaft. Das nunmehr höhere Vermögen erfordere eine entsprechend höhere Finanzierung. Bei der Wahl der Finanzierungsart habe sie sich für die Aufnahme von Fremdkapital entschieden.

Im Rahmen der Antragstellung hat die Antragstellerin das zur Finanzierung des übertragenen Vermögens aufgenommene Fremdkapital um [REDACTED] (Mittelwert 2014 und 2015) gekürzt. Dieser Betrag entspricht der Höhe der stillen Reserven im Sachanlagevermögen zum Zeitpunkt der Übertragung (2014). Im Rahmen der schriftlichen Stellungnahmen vom 28.02.2017 und 22.03.2017 hat die Antragstellerin die Kürzung des Fremdkapitals auf den Zeitwert des Fair-Value in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert 2014 und 2015) bzw. [REDACTED] reduziert.

Die Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Das Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14). Was als Abzugskapital anzusehen ist, ergibt sich ausschließlich aus § 7 Abs. 2 GasNEV ((EnVR 49/09, EnVR 79/07, EnVR 6/08)). §7 (2) GasNEV zählt eindeutig auf, was als Abzugskapital anzusehen ist (OLG Stuttgart 201 Kart 12-14, E-Mail v. 31.05.2016).

Die testierte Finanzierungsstruktur resultiert damit aus unternehmerischen Zielsetzungen, für die der bekannte Regulierungsrahmen keinen Korrekturbedarf vorsieht. Folglich sind die Verbindlichkeiten im testierten Umfang zu berücksichtigen.

### **3.1.7. Verzinsliches und unverzinsliches Fremdkapital**

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit ist das betriebsnotwendige verzinsliche Fremdkapital grundsätzlich in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber hat im Jahr 2015 laut seinen Ausführungen im Bericht nach §28 GasNEV Verbindlichkeiten aus Umsatzsteuer in Höhe [REDACTED] angesetzt. Da der Netzbetreiber ein umsatzsteuerabzugsberechtigtes Unternehmen ist, ist die Umsatzsteuer für ihn ein durchlaufender Posten und somit nicht netzkostenrelevant. Die entsprechende Verbindlichkeit wird deshalb nicht im Abzugskapital berücksichtigt.

### **3.1.8. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 GasNEV (BNEK I)**

Aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 GasNEV (BNEK I) aus Anlage 3-VP bzw. Anlage 4-VP.

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich aus Anlage 3-VP bzw. Anlage 4-VP.

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

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

	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)

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

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

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

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus Anlage 3-VP ergibt, einen Anteil von 40 % so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 GasNEV (BNV II) aus Anlage 3-VP. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich aus Anlage 3-VP.

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

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

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

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

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

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

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des *BNEK II* zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

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

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

Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK

/ [ Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten \* Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (max. 40 %)

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

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu). Der Anteil der Alt- und Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus Anlage 4-NB.

### 3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 05.10.2016, unter dem Aktenzeichen BK4-16/161, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 6,91 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

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

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91 \%$$

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

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich gemäß § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekenpfandbriefe“.<sup>1</sup> Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

<sup>1</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insge- samt [%]	Ø Reihen [%]
2006	3,8	4,2	3,7	
2007				
2008	4,5	6,3	4,0	
2009				
2010	2,5	4,0	2,4	
2011				
2012	1,4	3,7	1,3	
2013				
2014	0,9	3,0	1,0	
2015				

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 3,03 % ab.

### 3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) aus Anlage 4-VP. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich die Verzinsung aus Anlage 4-VP.

Gemäß § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG werden Entgelte u.a. unter Berücksichtigung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet.

Im Rahmen der Anhörung führte die Anwendung des § 7 GasNEV sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Verpächter im Ergebnis jeweils zu einer negativen Eigenkapitalverzinsung. Ursache hierfür ist insbesondere die vom Verpächter gewählte Finanzierungsstruktur, die ein im Vergleich zum Fremdkapital (inkl. Rückstellungen) sehr geringes Eigenkapital von 23.500.000 EUR ausweist.

Im Hinblick auf § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG und nach Auswertung der Stellungnahmen sowie nach dem Sachvortrag des Netzbetreibers im Rahmen der mündlichen Anhörung hält die Beschlusskammer es für sachgerecht, dass die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung beim Netzbetreiber und Verpächter in Summe zu keinem negativen Ergebnis führen soll. Gleichwohl kann in Summe kein zu verzinsendes (positives) Eigenkapital generiert werden. Dies gilt umso mehr, als im vorliegenden Fall die beim Netzbetreiber und Verpächter testierte Finanzierungsstruktur durch freie unternehmerische Entscheidung gewählt wurde. Dies ist mit freiwilligem Verzicht auf eine Eigenkapitalverzinsung gleichzusetzen und kann sich im Geschäftsbetrieb z.B. zur Erreichung anderer, als prioritär beurteilter Unternehmensziele ergeben. Des Weiteren sehen weder das EnWG noch die Verordnungen hierfür Korrekturschritte vor, die in Summe positives Eigenkapital generieren sollen.

Die (positive) Eigenkapitalverzinsung, wie sie in Anlage 4-VP ausgewiesen ist, stellt somit lediglich sicher, dass durch die Hinzunahme der (negativen) Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung in Summe zu keinem negativen Ergebnis führt. Rechnerisch wurden aus diesem Grund sonstige Verbindlichkeiten in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert 2014 und 2015) gekürzt.

In der Gesamtschau ist mit dieser Vorgehensweise auch dem Rechtsgedanken und der Zielsetzung des Regulierungsrahmens (vgl. auch BGH, EnVR 79/07 „SWU Netze GmbH“, S. 18.) sachgerecht Rechnung getragen worden.

#### **4. Kalkulatorische Gewerbesteuer**

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30.). Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

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

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10). Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert-Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, EnVR 26/14 SW Freudenstadt, Rn. 46.).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% \\ * + BNEK II > 40\% * 3,03\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in Anlage 4-VP ausgewiesen. Dabei wird bei einer steuerlichen Organschaft, hier mit der WIGA, auf den Hebesatz abgestellt, der für die steuerliche Organschaft relevant ist.

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

Gemäß § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

### **5.1. Andere sonstige Erlöse (Ziffer 8.4)**

Im Basisjahr 2015 werden in dieser Position lediglich [REDACTED] ausgewiesen. Dieselbe Ertragsposition betrug im Vorjahr 2014 [REDACTED]. Der Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2014 beläuft sich auf [REDACTED]. Wie dem Bericht nach § 28 GasNEV (S. 11) zu entnehmen ist, wurden diese Erträge bisher direkt dem Gasnetz zugeordnet. Im Jahr 2015 soll die Zuordnung nicht länger zum Gasnetz erfolgen, sondern außerhalb des Gasnetzes liegen.

Entsprechend § 4 Abs. 4 GasNEV muss die Zuordnung von Kosten zu einem Tätigkeitsbereich u.a. den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die Änderung der Kostenzuordnung ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht berücksichtigungsfähig, denn zu einem sieht die Beschlusskammer bei Erlösen zur Schaffung von Transportkapazitäten durchaus einen sachlichen Bezug zum Gasnetz.

Zum anderen hat sich der hinter den Erlösen stehende Sachverhalt (Schaffung von Transportkapazitäten) im Zeitverlauf nicht verändert, so dass es keine hinreichende Begründung für das Abweichen vom Grundsatz der stetigen Kostenzuordnung gibt

Diese Erlöse des Basisjahres 2015 stellen zudem der Höhe nach eine nicht repräsentative Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Die vom Netzbetreiber im Basisjahr ausgewiesenen Erlöse liegen erheblich unterhalb des Durchschnittswerts der Vorjahre. Es ist nicht ersichtlich, dass bei stetiger Zuordnung zum Gasnetz diese Erlöse nicht periodisch wiederkehren bzw. im Genehmigungszeitraum anfallen werden.

Aus den genannten Gründen hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, den Durchschnittswert der Jahre 2012 bis 2014 als Erlös im Basisjahr 2015 zu berücksichtigen. Der Wert des Basisjahres 2015 blieb bei der Durchschnittsbildung außen vor, da sich ansonsten eine in der Gesamtschau nicht repräsentative Kosten-/Erlösstruktur ergeben würde.

## Ermittlung der Netzkosten

## Anlage 1-VP1

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
<b>1 Aufwandsgleiche Kosten</b>			
<b>1.1 Materialaufwand</b>			
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie			
1.1.1.5 Sonstiges			
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen			
1.1.2.7 Sonstiges			
<b>1.2 Personalaufwand</b>			
1.2.1 Löhne und Gehälter			
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
<b>1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>			
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4 Sonstiges			
<b>1.4 sonstige betriebliche Steuern</b>			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
<b>1.6 sonstige betriebliche Aufwendungen</b>			
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV			
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA			
1.5.4 Wartung und Instandsetzung			
1.5.5 Konzessionsabgaben			
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.7 Versicherungen			
1.5.8 Bürobeford., Drucksachen und Zeitschriften			
1.5.9 Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten			
1.5.11 Sponsoring, Werbung, Spenden			
1.5.12 Reisekosten und Auslösungen			
1.5.13 Bewirtung und Geschenke			
1.5.14 Einzelwertberichtigungen			
1.5.15 Pauschalwertberichtigungen			
1.5.16 Abschreibungen auf Forderungen			
1.5.17 Entgelte für vermeldete Netzkosten nach § 20a GasNEV			
1.5.18 Sonstiges			
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>			
<b>4 Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>			
<b>I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>			
<b>5 Kostenmindernde Erlöse</b>			
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben			
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste			
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten			
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV			
5.4 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom			
5.5 Erlöse aus Differenzmengen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)			
<b>6 Bestandsveränderungen</b>			
<b>7 andere aktivierte Eigenleistungen</b>			
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzananschlussbeiträgen			
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß §§ 13 Abs. 4 GasNZV			
8.4 Andere sonstige Erträge			
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>			
<b>10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlageverm.</b>			
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>			
11.1 Erträge aus Finanzanlagen			
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling			
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Verm.ggst., Wertpapieren und liquiden Mitteln			
11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)			
11.2.3 Erträge aus Forderungen gg. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen			
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens			
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten			
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
<b>I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>			
<b>II. Netzkosten</b>			

**Kalkulatorische Abschreibungen**

**Anlage 2.1-VP1**

Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen		für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 8 I S. 3 GasNEV
	auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis		
I. Allgemeine Anlagen	-	-	-	-
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	-	-	-	-
3. Betriebsgebäude	-	-	-	-
4. Verwaltungsgebäude	-	-	-	-
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	-	-	-	-
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	-	-	-	-
7. Werkzeuge/Geräte	-	-	-	-
8. Lagereinrichtung	-	-	-	-
9.1 Hardware	-	-	-	-
9.2 Software	-	-	-	-
10.1 Leichtfahrzeuge	-	-	-	-
10.2 Schwerfahrzeuge	-	-	-	-
II. Gasbehälter	-	-	-	-
III. Erdgasverdichteranlagen	-	-	-	-
1. Erdgasverdichtung	-	-	-	-
2. Gasreinigungsanlagen	-	-	-	-
3. Piping und Armaturen	-	-	-	-
4. Gasmessanlagen	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-
8. Verkehrswege	-	-	-	-
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	-	-	-	-
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	-	-	-	-
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss	-	-	-	-
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	-	-	-	-
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)	-	-	-	-
6. Armaturen/Armaturenstationen	-	-	-	-
7. Molchscheusen	-	-	-	-
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)	-	-	-	-
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	-	-	-	-
1. Gaszähler der Verteilung	-	-	-	-
2. Hausdruckregler/Zählerepler	-	-	-	-
3. Messeinrichtungen	-	-	-	-
4. Regeleinrichtungen	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-
7. Verdichter in Gasmischanlagen	-	-	-	-
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-
VI. Fernwirkanlagen	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	-	-

**Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens**

**Anlage 2.2-VP1**

Anlagengruppe	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand)			Kalkulatorische Restwerte (Endbestand)		
	für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	für Neuanlagen auf AK/HK-Basis
I. Allgemeine Anlagen	-	-	-	-	-	-
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	-	-	-	-	-	-
3. Betriebsgebäude	-	-	-	-	-	-
4. Verwaltungsgebäude	-	-	-	-	-	-
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	-	-	-	-	-	-
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	-	-	-	-	-	-
7. Werkzeuge/Geräte	-	-	-	-	-	-
8. Lagereinrichtung	-	-	-	-	-	-
9.1 Hardware	-	-	-	-	-	-
9.2 Software	-	-	-	-	-	-
10.1 Leichtfahrzeuge	-	-	-	-	-	-
10.2 Schwerfahrzeuge	-	-	-	-	-	-
II. Gasbehälter	-	-	-	-	-	-
III. Erdgasverdichteranlagen	-	-	-	-	-	-
1. Erdgasverdichtung	-	-	-	-	-	-
2. Gasreinigungsanlagen	-	-	-	-	-	-
3. Piping und Armaturen	-	-	-	-	-	-
4. Gasmessanlagen	-	-	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	-	-	-	-	-	-
8. Verkehrswege	-	-	-	-	-	-
IV. Rohrleitungen/Hausanschlüsseleitungen	-	-	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminier <= 16 bar	-	-	-	-	-	-
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminier > 16 bar	-	-	-	-	-	-
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	-	-	-	-	-	-
3. Rohrleitungen/HAL Duktile Guss	-	-	-	-	-	-
4. Rohrleitungen/HAL Polythyden (PE-HD)	-	-	-	-	-	-
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)	-	-	-	-	-	-
6. Armaturen/Armaturenstationen	-	-	-	-	-	-
7. Molkschleusen	-	-	-	-	-	-
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)	-	-	-	-	-	-
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	-	-	-	-	-	-
1. Gaszähler der Verteilung	-	-	-	-	-	-
2. Hausdruckregler/Zählereoler	-	-	-	-	-	-
3. Messeinrichtungen	-	-	-	-	-	-
4. Regeleinrichtungen	-	-	-	-	-	-
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
7. Verdichter in Gasmischanlagen	-	-	-	-	-	-
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	-	-	-	-	-	-
VI. Fernwirkanlagen	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	-	-	-	-	-	-

**Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. §§ 6-7 GasNEV**

**Anlage 3-VP1**

Position	Wertansatz	berücksichtigte Ansätze	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
	Anfangsbestand	Endbestand	Mittelwert
<b>EKQ Eigenkapitalquote</b>			
1 kalkulatorisches Anlagevermögen			
1.1 Altanlagen zu AK/HK			
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens			
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK			
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK			
1.2 Altanlagen zu TNW			
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens			
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW			
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK			
1.3 Neuanlagen zu AK/HK			
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände			
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK			
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK			
2 Finanzanlagen			
2.1 Anteile an verbundenen Unternehmen			
2.2 Ausleihungen an verbundene Unternehmen			
2.3 Beteiligungen			
2.4 Ausleihungen an Unternehmen, mit denen eine Beteiligungsverhältnis besteht			
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens			
2.6 sonstige Ausleihungen			
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens			
3.1 Vorräte			
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen			
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren			
3.1.4 geleistete Anzahlungen			
3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände			
3.2.1 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
3.2.2 Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)			
3.2.3 Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
3.2.4 Sonstigen Vermögensgegenständen			
3.3 Wertpapiere			
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen			
3.3.2 eigene Anteile			
3.3.3 sonstige Wertpapiere			
3.4 Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks			
I. Betriebsnotwendiges Vermögen		1 + 2 + 3	
4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer			
5 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil			
6 Rückstellungen			
6.1 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			
6.2 Steuerrückstellungen			
6.3 sonstige Rückstellungen			
7 Verbindlichkeiten			
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten			
8 Rechnungsabgrenzungsposten			
9 Kapitalausgleichsposten			
II. Abzugskapital		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9	
III. Verzinliches Fremdkapital		7 - 7.a	
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital		I. - II. - III.	

**Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital**

**Anlage 3.1-VP1**

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
<b>I</b>						
1						
1.1						
1.1.1						
1.1.2						
1.1.3						
1.1.4						
1.2						
1.2.1						
1.2.2						
1.2.3						
1.2.4						
1.3						
1.3.1						
1.3.2						
1.3.3						
1.3.4						
<b>II</b>						
2						
2.1						
2.2						
2.3						
2.4						
2.5						
2.6						
<b>III</b>						
3						
3.1						
3.1.1						
3.1.2						
3.1.3						
3.1.4						
3.2						
3.2.1						
3.2.2						
3.2.3						
3.2.4						
3.3						
3.3.1						
3.3.2						
3.3.3						
3.4						
4						
5						
6						
6.1						
6.2						
6.3						
7						
7.a						
8						
9						
II		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9				
III		7 - 7.a				

**Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV**

Anlage 4-VP1

<b>IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>	
<b>V. Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %</b>	$I \cdot 0,4$
<b>Anteil der Altanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen</b>	
<b>Anteil der Neuanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen</b>	
<b>IV.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen</b>	$\text{Min}(IV.; V.) \times 0\%$
<b>IV.b Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen</b>	$\text{Min}(IV.; V.) - IV.a$
<b>IV.c Betriebsnotwendiges Eigenkapital über einer Quote von 40 %</b>	$IV. - IV.a - IV.b$

<b>VI.a Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen</b>
<b>VI.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen</b>
<b>VI.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %</b>

**VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT****Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV**

<b>VII.a Hebesatz</b>	
<b>VII.b Steuermesszahl</b>	
<b>VII. Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>	$VI \cdot VII.a \cdot VII.b$

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

Anlage III

Anlagegruppe	Historische AKKIK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Anschaffungskosten
<b>I. Allgemeine Anlagen</b>	<b>788.988,88</b>	<b>37.246,16</b>
1. Grundstückanlagen, Bauten für Transportwesen		
2. Betriebsgebäude		
3. Verwaltungsgebäude		
4. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen		
5. Geschichtsbauwerke (ohne EDV, Werkzeuge/Gedäte); Veranstaltungseinrichtungen		
6. Werkzeuge/Gedäte		
7. Lageranlagen		
8.1 Hardware		
8.2 Software		
10.1 Leichtfahrzeuge		
10.2 Schwerfahrzeuge		
<b>II. Gasbehälter</b>		
<b>III. Erdgasverdrichtsanlagen</b>	<b>4.287.871,70</b>	<b>247.882,97</b>
1. Erdgasverdrichtung		
2. Gasreinigungsanlagen		
3. Piping und Armaturen		
4. Gasmessanlagen		
5. Sicherheitsanlagen (Erdgasverdrichtsanlagen)		
6. Leit- und Energiestechnik (Erdgasverdrichtsanlagen)		
7. Nebenanlagen (Erdgasverdrichtsanlagen)		
8. Verleitsysteme		
<b>IV. Rohrleitungsausrüstungen</b>	<b>85.888.148,88</b>	<b>2.182.798,23</b>
1.1 Rohrleitungsausrüstung Stahl PE ungeschützt <= 16 bar		
1.1 Rohrleitungsausrüstung Stahl PE ungeschützt > 16 bar		
1.2 Rohrleitungsausrüstung Stahl lithodisch geschützt <= 16 bar		
1.2 Rohrleitungsausrüstung Stahl lithodisch geschützt > 16 bar		
1.3 Rohrleitungsausrüstung Stahl Mineralöl <= 16 bar		
1.3 Rohrleitungsausrüstung Stahl Mineralöl > 16 bar		
2. Rohrleitungsausrüstung Guss		
3. Rohrleitungsausrüstung Ductile Guss		
4. Rohrleitungsausrüstung Polyethylen (PE-HD)		
5. Rohrleitungsausrüstung Polyvinylchlorid (PVC)		
6. Armaturen/Armaturenbestandteile		
7. Nichtschweißverbindungen		
8. Sicherheitsanlagen (Rohrleitungsausrüstung)		
<b>V. Mess-, Regel- und Zählanlagen</b>	<b>38.627,33</b>	<b>4.388,98</b>
1. Gaszähler der Verteilung		
2. Hausdruckregler/Zählregler		
3. Messanlagen		
4. Regelanlagen		
5. Sicherheitsanlagen (Mess-, Regel- und Zählanlagen)		
6. Leit- und Energiestechnik (Mess-, Regel- und Zählanlagen)		
7. Ventile in Gasanlagen		
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zählanlagen)		
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zählanlagen)		
<b>VI. Fördereinrichtungen</b>		
<b>Anschaffungskosten des SAV</b>		<b>2.381.886,33</b>
<b>Weitere Vermögenspositionen</b>	<b>Durchschnittlicher Bestand</b>	<b>Zusätzliche Verzinsung</b>
a) Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens		
b) Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
c) Grundstücke zu AKKIK		
d) Sonstiges		
e) Bilanzwerte der Finanzanlagen		
f) Bilanzwerte des Umlaufvermögens		
<b>Zusätzliche Zinsen</b>		<b>17.871,88</b>

Anlagegruppe	Jahr	Historische ANHK bezogen auf den Anschaffungskurs	Anschaffliche Kosten
Gandflicksanlagen, Bauteile für Transportwesen			
Gandflicksanlagen, Bauteile für Transportwesen			
Gandflicksanlagen, Bauteile für Transportwesen			
Gandflicksanlagen, Bauteile für Transportwesen			
Gandflicksanlagen, Bauteile für Transportwesen			
Betriebsgebäude			
Betriebsgebäude			
Betriebsgebäude			
Betriebsgebäude			
Geschäftsverteilung (ohne EDV, Werkzeug/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
Geschäftsverteilung (ohne EDV, Werkzeug/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
Geschäftsverteilung (ohne EDV, Werkzeug/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
Geschäftsverteilung (ohne EDV, Werkzeug/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
Geschäftsverteilung (ohne EDV, Werkzeug/Geräte); Vermittlungseinrichtungen			
Werkzeug/Geräte			
Werkzeug/Geräte			
Werkzeug/Geräte			
Werkzeug/Geräte			
Lagereinrichtung			
Lagereinrichtung			
Lagereinrichtung			
Lagereinrichtung			
Lagereinrichtung			
Hardware			
Hardware			
Hardware			
Leichtfahrzeuge			
Erdspeicherung			
Erdspeicherung			
Erdspeicherung			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Gasreinigungsanlagen			
Leit- und Energietechnik (Erdspeicherungsanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Erdspeicherungsanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Erdspeicherungsanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Erdspeicherungsanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Erdspeicherungsanlagen)			
Nebenanlagen (Erdspeicherungsanlagen)			
Nebenanlagen (Erdspeicherungsanlagen)			
Nebenanlagen (Erdspeicherungsanlagen)			
Nebenanlagen (Erdspeicherungsanlagen)			
Nebenanlagen (Erdspeicherungsanlagen)			
Rohrleitungen/IN, Stahl PE armiert > 16 bar			
Rohrleitungen/IN, Stahl PE armiert > 16 bar			
Rohrleitungen/IN, Stahl PE armiert > 16 bar			
Rohrleitungen/IN, Stahl PE armiert > 16 bar			
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zählernanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zählernanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zählernanlagen)			
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zählernanlagen)			

**Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau** **Anlage IV**  
**Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV** **Kosten** **Erlöse** **Saldo**

Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten		
Nr. 2	Konzessionsabgaben		
Nr. 3	Betriebssteuern		
Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen		
Nr. 9	betriebl. und tarifvertragl. Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen		
Nr. 10	Betriebs- und Personalratstätigkeit		
Nr. 11	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten		
Nr. 13	Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen		
S. 3	verfahrensregulierte Kosten oder Erlöse		
	<b>Summe</b>		

Aufwandsparameter

Anlage V

	Wahlkosten nach Kennzeichnung	davon direkt nicht bewertbare Kostenanteile	Aufwandsparameter (geschätzte Kapitalbindung)	Aufwandsparameter (schätzbedingte Kapitalbindung)
<b>1 Aufwandsmäßige Kosten</b>	<b>2.785.264</b>	<b>184.932</b>	<b>2.600.332</b>	<b>1.982.679</b>
<b>1.1 Materialaufwand</b>				
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Metallwerkstoffen				
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Teflonwerkstoffen				
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Elektroblechen				
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Elektroblechen				
1.1.1.5 Sonstiges				
1.1.2 Aufwendungen für besondere Leistungen				
1.1.2.1 Aufwendungen an verschiedene Metallbearbeiter				
1.1.2.2 Aufwendungen für besondere Metallbearbeitung				
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erhaltene Betriebsstoffe				
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erhaltene Wartungs- und Instandhaltungskosten				
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Anlageneinrichtungen für den Betrieb				
1.1.2.6 Aufwendungen für Instandhaltung				
1.1.2.7 Sonstiges				
1.2 Personalaufwand				
1.2.1 Löhne und Gehälter				
1.2.2 Sonstige Abgaben und Aufwendungen für Altersvorsorge und für Mitarbeiter				
1.2.2.1 für Altersvorsorge				
1.2.2.2 für sonstige Abgaben und sonstige Aufwendungen				
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen				
1.3.1 steuerlich veranschlagte Umsatzzinsen				
1.3.2 steuerlich veranschlagte Zinsen, mit denen ein Beteiligungswahlrecht besteht				
1.3.3 steuerlich veranschlagte Zinsen				
1.3.4 Sonstiges				
1.4 sonstige betriebliche Steuern				
1.4.1 BfZ-Gehälter				
1.4.2 Grunderwerb				
1.4.3 Sonstiges				
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen				
1.5.1 für spezielle Flexibilitätsoptionen				
1.5.2 für die Durchführung der Versicherungen nach § 13 Abs. 1 GmbHG				
1.5.3 aus vertraglichen Versicherungen mit Dritten gem. HGB				
1.5.4 Werbung und Instandhaltung				
1.5.5 Kennzeichnungsarbeiten				
1.5.6 Miete, sonstige Provisionen, sonstige Leasingkosten, Gebühren und Beiträge				
1.5.7 Versicherungen				
1.5.8 Büchelerwerb, Druckkosten und Zehrschulden				
1.5.9 Postkosten, Fernsprechkosten und ähnliche Kosten				
1.5.10 Reise- und Reisekosten				
1.5.11 Spenden, Winkeln, Spenden				
1.5.12 Rückstellungen und Ausstellungen				
1.5.13 Rücklagen und Gebühren				
1.5.14 Finanzierungsleistungen				
1.5.15 Forderungsausfälle				
1.5.16 Abschreibungen auf Festanlagen				
1.5.17 Erlöse für verschiedene Maßnahmen nach § 20a GmbHG				
1.5.18 Sonstiges				
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>	<b>1.075.933</b>	<b>-</b>	<b>1.075.933</b>	<b>2.291.865</b>
2.1 Abschreibungen Sachanlagen				
2.2 Abschreibungen immaterielle Aufwandsparameter				
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Unternehmens				
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalbindung</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>17.871</b>
<b>4 Kalkulatorische Gewinne</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>1a Wahlkosten vor Abzug der kalkulatorischen Erlöse und Erträge</b>	<b>4.201.247</b>	<b>184.932</b>	<b>4.016.315</b>	<b>4.202.607</b>
<b>5 Kalkulatorische Erlöse</b>				
5.1 Erlöse aus Kennzeichnungsarbeiten				
5.2 Erlöse aus der Realisierung sonstiger Mittelwerte				
5.2.1 Erlöse aus der Realisierung bestimmter Grundbesitzanteile				
5.2.2 Erlöse aus Realisationsgewinnen				
5.2.3 Erlöse aus sonstigen Umsatzerlösen				
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsoptionen				
5.2.5 Erlöse aus anderen erwerbsrechtlichen sonstigen Mitteln				
5.3 nicht steuerliche Erlöse aus Versicherungen nach § 13 Abs. 4 GmbHG				
5.4 Erlöse aus Verkauf von Unternehmensanteilen				
5.5 Erlöse aus Altersvorsorge				
5.6 Andere sonstige Erlöse				
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Haupterlöse)				
<b>6 Bestandsveränderungen</b>				
<b>7 andere kalkulatorische Erträge</b>	<b>700.000</b>	<b>-</b>	<b>700.000</b>	<b>700.000</b>
8 Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen				
8.1 Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen				
8.2 Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen				
8.3 Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen gemäß § 13 Abs. 4 GmbHG				
8.4 Andere sonstige Erträge				
<b>9 Erträge aus Vermögenswerten</b>				
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausstellungen des Finanzanlagevermögens				
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
11.1 Erlöse aus Finanzanlagen				
11.1.1 Erlöse aus vertraglichen Finanzanlagen				
11.1.2 Erlöse aus Cash-Pooling				
11.2 Erlöse aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und anderen Mitteln				
11.2.1 Erlöse aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
11.2.2 Erlöse aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
11.2.3 Erlöse aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungswahlrecht besteht				
11.2.4 Erlöse aus sonstigen Vermögensgegenständen				
11.2.5 Erlöse aus Verbindlichkeiten ohne Rückstellungen				
11.2.6 Erlöse aus Kennzeichnungsarbeiten, Gebühren bei der Bundesbank und Kreditinstituten				
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
<b>1b Kalkulatorische Erlöse und Erträge</b>	<b>700.000</b>	<b>-</b>	<b>700.000</b>	<b>700.000</b>
<b>II Wahlkosten</b>	<b>3.498.579</b>	<b>184.932</b>	<b>3.295.647</b>	<b>3.041.579</b>
OPEX			1.982.679	1.982.679
OPPEX			2.291.865	2.291.877
kalkulatorische Erl. und Ertr.			700.000	700.000
Kalk. Gewerbesteuer			0	-
Aufwandsparameter			3.295.647	3.041.579

<p style="text-align: center;"><b>Ermittlung der im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparameter anzusetzenden Kosten („Überleitungsrechnung“)</b></p>
--

Gemäß § 14 Abs. 1 ARegV werden die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparameter anzusetzenden Kosten ermittelt, indem von den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1, 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abgezogen werden.

#### **1. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV**

Bei der Bestimmung der Aufwandsparameter wurden die nachfolgend aufgeführten Kostenanteile als dauerhaft nicht beeinflussbar berücksichtigt:

- **Konzessionsabgaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2):** Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Neben den entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen (BR-Drs. 417/07, S.51). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen. Grund dafür ist, dass die von den Netzbetreibern aufgewendeten Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den Kosten müssen damit Erlöse in gleicher Höhe entgegenstehen.
- **Betriebssteuern (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3):** Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Steuern sind gemäß § 3 Abs. 1 AO Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung für eine besondere Leistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft. Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern auf betrieblich genutzte Grundstücke, die Kfz-Steuer auf betrieblich genutzte Fahrzeuge oder Energiesteuern der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV

stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar (siehe BGH, Beschl. v. 09.07.2013, EnVR 37/11).

- **Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4):** Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile (vorgelagerte Netzkosten). Biogaswälzungskosten (siehe unten unter Nr. 8a) sowie Kosten der Marktraumumstellung sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern wie vorgelagerte Netzkosten zu behandeln. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Netzbetreiber in der Kostenposition „Aufwendungen für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“ keine Kosten für Lastflusszusagen oder Speichernutzung geltend gemacht hat.
- **Genehmigte Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6):** Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6a):** Erlöse aus der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV sind dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse. Gemäß § 23 Abs. 2a ARegV sind die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die auf Grund der Regelung nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 sowohl im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme als auch in der Erlösobergrenze gemäß § 4 Absatz 1 der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, als Abzugsbetrag zu berücksichtigen. Die Auflösung des ermittelten Abzugsbetrags erfolgt gleichmäßig über 20 Jahre, beginnend mit dem Jahr nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme. Der Netzbetreiber muss diesen Abzugsbetrag, um eine doppelte Kostenanerkennung zu vermeiden, kostenmindernd über 20 Jahre als dauerhaft nicht beeinflussbaren Erlös in Ansatz zu bringen.
- **Kostenwälzung Biogas (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8a):** Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der KoV vom 30.06.2011

vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Demnach finden auf die Kosten der Biogaswälzung alle Regelungen für vorgelagerte Netzkosten und somit § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV analog Anwendung.

- **Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2016 abgeschlossen worden sind (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9):** Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Nach der alten Rechtslage galten Kosten aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbar, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen worden sind. Durch die Neuregelung des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ist der Stichtag, bis wann Vereinbarungen zu Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden können, auf den 31.12.2016 verschoben worden. Die Regelung weitet somit den Bestandsschutz von geltenden kollektivarbeitsrechtlichen Vereinbarungen, die vor dem 31.12.2008 abgeschlossen wurden, auf solche Vereinbarungen für beim Netzbetreiber direkt angestellte Mitarbeiter aus, die vor dem 31.12.2016 geschlossen wurden.

Ausweislich der Verordnungsbegründung sind von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind. Ferner sind von dieser Regelung lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden. Zudem hat der BGH mit Beschluss vom 18.10.2016 festgestellt, dass „als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV [...] nur solche Personalzusatzkosten anzusehen [sind], die bei dem Netzbetreiber selbst entstehen. Hierfür ist erforderlich, dass die Kostenbelastung für den Netzbetreiber selbst auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruht und dass sich die Kosten für den Netzbetreiber selbst als Kosten aus Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen darstellen. Der danach erforderliche Zusammenhang zwischen einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung und einer Kostenbelastung des Netzbetreibers ist nicht schon dann gegeben, wenn ein anderer Rechtsträger, der Leistungen an den Netzbetreiber erbringt, Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen, die er aufgrund einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung an seine

Arbeitnehmer zu zahlen hat, bei der Kalkulation der mit dem Netzbetreiber vereinbarten Vergütung berücksichtigt." (Vgl. BGH, Beschluss v. 18.10.2016, EnVR 27/15 – Infracore GmbH)

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

- **Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10):** Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Betriebs- oder Personalratstätigkeiten anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.
- **Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11):** Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Berufs- und Weiterbildung bzw. für die Betriebskindertagesstätte für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.
- **Forschungs- und Entwicklungskosten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a):** Kosten aus Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13):** Erlöse des Netzbetreibers aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese sind gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

## 2. Überprüfung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Überleitungsrechnung

Auf Grundlage der vom Netzbetreiber vorgenommenen Überleitungsrechnung hat die Beschlusskammer den in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltenen Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt.

Nach der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung („Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung“ vom 14.09.2016, BGBl. 2016, S. 2147ff.) gelten nunmehr Kostenanteile aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbar, wenn diese bis zum 31.12.2016 abgeschlossen worden sind.

Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer mit Schreiben vom 17.10.2016 die Überleitungsrechnung der Kostendaten 2015 zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, die gemäß der Festlegung BK9-15/605 nach altem Recht abgefragt wurde, erneut abgefragt.

Hierauf hat der Netzbetreiber mitgeteilt, dass sich aufgrund der geänderten Rechtslage Änderungen an der von ihm zu Beginn der Kostenprüfung übermittelten Überleitungsrechnung ergeben.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung die vom Netzbetreiber vorgenommene Überleitungsrechnung zu Grunde gelegt, die der Netzbetreiber am 22.11.2016 über das Energiedatenportal übermittelt hat.

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen überprüft. Die Höhe der aus Sicht der Beschlusskammer dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 ARegV an den dem Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV zu Grunde liegenden Gesamtkosten ist **Anlage IV** zu entnehmen.

Hierbei haben sich Änderungen an den vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen ergeben. Im Einzelnen haben sich folgende Korrekturen ergeben:

- Der Netzbetreiber hat Kosten für betriebliches Eingliederungsmanagement als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 qualifiziert. Im Basisjahr sind für diese Betriebsvereinbarung noch keine Kosten, die übergeleitet werden sollen, entstanden. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde von der Beschlusskammer gesamthaft nicht akzeptiert. Gemäß dem Inhalt der Betriebsvereinbarung handelt es sich dabei um die Einführung eines betrieblichen Eingliederungsmanagements nach den Vorgaben des SGB IX. Kosten, die auf gesetzlichen Vorgaben beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.

**3. Aufwandparameter**

Anlage V zeigt die sich für den Netzbetreiber aus Sicht der Beschlusskammer ergebenden Aufwandparameter gemäß § 14 ARegV.

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

Die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist, und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

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

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

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

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

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da dies dem Zweck einer Standardisierung entspricht. 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, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung.

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

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die sich gemäß § 6a GasNEV ergebenden Indexreihen verwendet.

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 6,91 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren. Der Eigenkapitalzins ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 4 vom 5.10.2016, (Aktenzeichen BK4-16/161). 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 2006 bis 2015 abgestellt, da 2015 das Kalkulationsbasisjahr ist.

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld verschreibungen [%]	10-jahresmittel Umlaufrendite [%]
2006	3,8	
2007	4,3	
2008	4,2	
2009	3,2	
2010	2,5	
2011	2,6	
2012	1,4	
2013	1,4	
2014	1,0	
2015	0,5	2,49

Tabella: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;  
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten<sup>1</sup>

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 2,49 % ab.

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

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate [%]	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) [%]
2006	93,9	1,50%	
2007	96,1	2,30%	
2008	98,6	2,60%	
2009	98,9	0,30%	
2010	100,0	1,10%	
2011	102,1	2,10%	
2012	104,1	2,00%	
2013	105,7	1,50%	
2014	106,6	0,90%	
2015	106,9	0,30%	1,46

Tabella: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)<sup>2</sup>

<sup>1</sup> [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/Zinssatze\\_und\\_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrisrenditen.html](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssatze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrisrenditen.html)

<sup>2</sup> <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Verbraucherpreisindizes.html>

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2006 bis 2015 ein durchschnittlicher Wert von 1,46 % ab. Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2006 bis 2015 abgestellt, da das Basisjahr 2015 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

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

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins<sub>real</sub>) in Höhe von 5,45 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins<sub>real</sub>) ein Wert von 1,03 %.

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 2,54 %.

**Anlage III** enthält eine Übersicht über die der Vergleichbarkeitsrechnung für den Netzbetreiber zu Grunde gelegten AK/HK sowie die sich ergebenden annuitätischen Kosten.

