



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,
den Beisitzer	Roland Naas
und die Beisitzerin	Anne Christine Zeidler ,

gegenüber der Gascade Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 14.06.2018 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 gemäß **Anlage A1 Kalender-jährliche 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. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss ungeachtet einer zwischenzeitlich eingetretenen Bestandskraft hinsichtlich der zugrunde gelegten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen anpassen, wenn
 - a) der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen vom 05.10.2016 (BK4-16-161) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
 - b) der Beschluss BK4-16-161 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass andere Zinssätze festgelegt werden, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-16-161 vorgesehen war.
5. Die Beschlusskammer wird diesen Beschluss ungeachtet einer zwischenzeitlich eingetretenen Bestandskraft hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
 - a) der Netzbetreiber Beschwerde gegen den endgültigen Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des

generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vom 21.02.2018 (BK4-17-093) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und

- b) der Beschluss BK4-17-093 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass ein anderer genereller sektoraler Produktivitätsfaktor festgelegt wird, als dies im ursprünglichen (endgültigen) Beschluss BK4-17-093 vorgesehen war.

- 6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

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 u.A. mit Schreiben vom 15.12.2016 und 03.04.2017 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu u.A. mit Schreiben vom 13.01.2017 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 11.05.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage I**).

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.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 11.05.2017 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, ABl. 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 (m³ 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 davon-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 Leistungsgesellschaften, 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 Marktgebietsaustauschpunkten 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 Marktgebietsaustauschpunkte 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 Parametern. 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) wur-

den 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“ erörtert. 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 Kapa-

zität 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 zwi-

schen 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 Verdichterzubau 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 bei-

spielsweise 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 vorgenommenen 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 sämtli-

chen 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 Transunternehmen 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 abhängen, 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 Verlauf von Grenzen und Küsten oder den Standort von Industriekunden, Erdgasvorkommen oder Gasspeichern zu ändern. Es gebe auch eine Pflicht zum Netzananschluss und bedarfsgerechten Ausbau bis zu diesen Punkten. Auch Pachtverhältnisse und Bruchteilseigentum seien mit Kosten verbunden, die nicht durch die Auswei-

tung 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 ökonometrischen 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 ökonometrischen 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 ökonometrischer 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 werden, 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 Flächenverteiler). 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 Bundesnetzagentur 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 Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 12.06.2017 eine zweite Datenquittung mit den zuletzt vom jewei-

ligen 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 übermittlelt. 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 unabhängige 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 Strukturparameter 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 Aufwandsparemtern 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 Vergleichsparemtern 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 Aufwandsparemtern 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 Erlösbergrenzen 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 Aufwandsparemeter 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 Vergleichsparemeter 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 Erlösbergrenzen 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 28.03.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat sich mit Schreiben vom 23.05.2018 dahingehend geäußert, dass er die Aufnahme des angehörten Tenors zu 4.) sowie des Tenors zu 5.) in die endgültige Festlegung wünscht. Auf eine weitergehende Stellungnahme hat der Netzbetreiber verzichtet.

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 Erlösobergrenzen 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 Kalenderjährliche 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. **Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV**

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

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

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

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

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

2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde durch die Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben 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 Aufwandsparemeter 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 Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) in die Effizienzanalyse mittels einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) einfließen. Die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter 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 Leis-

tungserbringung 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 Aufwandsparemeter 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 eingebezogenen 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 Gasfernleitungsnetzbetreiber 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 Aufwandsparameter 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 Aufwandsparametern 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 Erlösobergrenze 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 Erlösobergrenzen 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 Aufwandsparametern 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 Aufwandsparameter 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 Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Da-

tensatzes (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparameter wurde ein weiteres Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparameter 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, Björnsen 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 Erlösobergrenzen** zu entnehmen.

2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze 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 Erlösobergrenzen**.

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

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

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

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 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 _t /VPI ₀
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_t).

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

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_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die 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.

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 eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrages

Im Hinblick auf den öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag vom 08.09.2014 zur Anpassung der Entgeltgenehmigung vom 30.09.2007 (BK9-08/107) und der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode (Az. BK9-09/802) ist die Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2018 um die in **Anlage A4 Sondersachverhalte** genannten Beträge zu erhöhen.

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 einge-

setzten 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 Re-

gulierungsperiode der generelle sektorale Produktivitätsfaktor vorläufig in Höhe von 0,49 % festgelegt werden konnte.

In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung mit 6 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 Erlösobergrenzen 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 Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode nicht in Betracht kam. Auf Seiten des Netzbetreibers war hingegen das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 11.05.2017 sowie das Ergebnis der Überleitrechnung durch Mitteilung vom 11.05.2017 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 Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenze 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 Erlösbergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs.3 S.2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösbergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-Drs. 417/07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösbergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Netzübergänge

Die Anordnung des Tenors zu 3.) ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 und § 28 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. Zusicherung hinsichtlich der zur Anwendung gelangten Eigenkapitalzinssätze

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus die Zinssätze für Alt- und Neuanlagen zugrunde gelegt, die in dem Beschluss BK4-16-161 der Beschlusskammer 4 vom 05.10.2016 festgelegt worden sind. Gegen den Beschluss BK4-16-161 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die unter Ziffer 4 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösbergrenzen des Netzbetreibers für die dritte Regulierungsperiode hinsichtlich der verwendeten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen, dient der Vermeidung von Beschwerdeverfahren, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Ein Netzbetreiber soll sich nicht veranlasst sehen, gegen den vorliegenden Beschluss rechtswahrend Beschwerde einzulegen, nur um

sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss BK4-16-161 auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu profitieren. Die Beschlusskammer möchte mit der in Rede stehenden Regelung somit vermeiden, dass dieser Beschluss von Netzbetreibern allein deshalb mit einer Beschwerde angegriffen und so einem gerichtlichen Verfahren zugeführt wird, um gegebenenfalls höhere als im ursprünglichen Beschluss BK4-16-161 festgelegte Eigenkapitalzinssätze zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen. Gleichzeitig wird für den Fall, dass die Antragstellerin diesen Beschluss nicht nur wegen der verwendeten Eigenkapitalzinssätze sondern auch wegen anderer Beschwerdepunkte angreift, sichergestellt, dass über die insoweit eingelegte Beschwerde entschieden werden kann und das Abwarten einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung und einer eventuellen Neufestlegung zu den mit Beschluss BK4-16-161 festgelegten Eigenkapitalzinssätzen nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Tenorziffer 4 getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung rechtswidriger Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgangs des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-16-161 auch von höheren Zinssätzen in dieser Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen profitieren soll. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass die Beschlusskammer – schon im Interesse der Netznutzer – sicherstellt, dass im Falle eines für den Netzbetreiber ungünstigen Ausgangs seines Beschwerdeverfahrens gegen die Festlegung BK4-16-161 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzenerhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelung des Tenors 4 in den Beschluss aufzunehmen, hat die Beschlusskammer insbesondere berücksichtigt, dass diese Aufnahme der Regelung mit dem ausdrücklichen Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser hat sich im Anhörungsverfahren nach ausdrücklichem Hinweis für die Aufnahme der Regelung ausgesprochen. Dabei wurde er auch darauf hingewiesen, dass er aufgrund der Ausgestaltung von Tenorziffer 4 lit. a) („eingelegt und nicht zu-

rückgenommen hat“) jederzeit die Möglichkeit hat, durch die Rücknahme der Beschwerde gegen die Festlegung BK4-16-161 eine Bedingung des Tenors nicht zu erfüllen und so den Zustand herzustellen, in dem er sich ohne die tenorierte Regelung befinden würde.

VI. Zusicherung hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen den mit Beschluss der Beschlusskammer 4 vom 21.02.2018 unter dem Aktenzeichen BK4-17-093 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt. Die Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgte in der dritten Regulierungsperiode erstmalig durch die Bundesnetzagentur und ist nicht durch Rechtsverordnung vorgegeben. Auch gegen den Beschluss BK4-17-093 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die Beschlusskammer trifft hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die unter Ziffer 5 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die dritte Regulierungsperiode mit dem Ziel, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Die zur Begründung der Regelung unter Ziffer V. gemachten Ausführungen gelten entsprechend.

VII. Gebühren

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

VIII. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, Anlage A3, Anlage A4,**
- **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, Anlage 5-NB**
- **Anlage III, Anlage IV, Anlage V**

- **Anlage A.BM sowie Anlage A.GS**
- **Anlage ÜLR**
- **Anlage VBR**

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

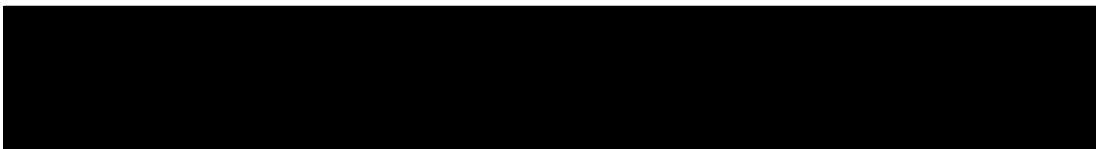
Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem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

Bonn, den 14.06.2018

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin



Helmut Fuß

Roland Naas

Anne Christine Zeidler

A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen
 1. Zusammenfassung (0. Regulierungsperiode)

1.1 Daten der Regulierungsperiode

Verfahrensart	Regelverfahren
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV	293.606.990€
Basisjahr (t ₀)	2015
Effizienzwert (EW)	100,00%
Supereffizienzwert (SEW)	entfällt
Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV (VPL _t)	106,9

1.2 Jahresdaten

Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV (V)	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARegV (V ₁₋₃)	Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV (VPL _t)	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV (PF _t)
2018	0,20		107,40	0,4900%
2019	0,40		109,30	0,9824%
2020	0,60		111,10	1,4772%
2021	0,80		112,90	1,9745%
2022	1,00		114,70	2,4741%

1.3 Berechnung der Erlösobergrenze

Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Verbleibender Anteil der Ineffizienzen im Jahr t	Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV	Supereffizienzbonus nach § 12a ARegV	Dauer der Regulierungsperiode
t	EQ _t	+ KA _{1,t}	+ (KA _{2,t} - Abs. 3 ARegV)	+ (1 - V _t)	+ KA _{3,t}	+ B _t	/ T
2018	106.010.407	17.203.126	276.771.286	0,80	0	0	5
2019	297.469.170	17.203.126	276.771.286	0,60	0	0	5
2020	100.759.988	17.203.126	276.771.286	0,40	0	0	5
2021	304.044.095	17.203.126	276.771.286	0,20	0	0	5
2022	107.321.461	17.203.126	276.771.286	0,00	0	0	5

Jahr	Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV im Jahr t	Verbraucherpreissamtdindex nach § 6 Abs. 1 ARegV im Basisjahr	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	Qualitätsselement nach § 19 ARegV	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr	Sonstiges
t	+ (VPL _t)	/ VPL ₀	- PF _t	+ KKA _t	+ C _t	+ (VK _t)	- VK ₀	+ Sonstiges
2018	107,40	106,90	0,0049	0	0	33.525.836	33.525.836	12.117.641
2019	109,30	106,90	0,0098	0	0	33.525.836	33.525.836	0
2020	111,10	106,90	0,0148	0	0	33.525.836	33.525.836	0
2021	112,90	106,90	0,0197	0	0	33.525.836	33.525.836	0
2022	114,70	106,90	0,0247	0	0	33.525.836	33.525.836	0

2 Detaillierte Übersicht (3. Regulierungsperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basisjahr 2015, t ₁		1. Jahr 2018, t ₁		2. Jahr 2019, t ₂		3. Jahr 2020, t ₃		4. Jahr 2021, t ₄		5. Jahr 2022, t ₅	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Konzessionsabgaben (Nr. 2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebssteuern (Nr. 3)	10.245.549		10.245.549		10.245.549		10.245.549		10.245.549		10.245.549	
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4)	0		0		0		0		0		0	
genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (Nr. 6)	0		0		0		0		0		0	
Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARegV		0		0		0		0		0		0
verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 8a)												
betrieb. und tarifvertrag. Vereinbar. zu Lohnzusatz- und Versorgungsleist. (Nr. 9)	5.576.608	367.422	5.576.608		5.576.608		5.576.608		5.576.608		5.576.608	
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10)	608.397	0	608.397		608.397		608.397		608.397		608.397	
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)	772.573	0	772.573		772.573		772.573		772.573		772.573	
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzzuschusskostenbeiträgen (Nr. 13)		0		0		0		0		0		0
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pauschale im Vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 Satz 3 ARegV	0		0		0		0		0		0	
Summe	17.203.126	367.422	17.203.126	0	17.203.126	0	17.203.126	0	17.203.126	0	17.203.126	0
I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten K ₀ , (Saldo)	16.835.704		17.203.126		17.203.126		17.203.126		17.203.126		17.203.126	
2.2 volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Kosten für die Beschaffung von Treibenergie	33.214.986	0	33.214.986	0	33.214.986	0	33.214.986	0	33.214.986	0	33.214.986	0
Kosten für Lastfluszzusagen	310.850		310.850		310.850		310.850		310.850		310.850	
Summe	33.525.836	0	33.525.836	0	33.525.836	0	33.525.836	0	33.525.836	0	33.525.836	0
Saldo	33.525.836		33.525.836		33.525.836		33.525.836		33.525.836		33.525.836	
II. Differenz der volatilen Kostenanteile (VK-VK ₀)			0		0		0		0		0	

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2015, €	1. Jahr 2018, €	2. Jahr 2019, €	3. Jahr 2020, €	4. Jahr 2021, €	5. Jahr 2022, €
Gesamtkosten	KA_{2015}	293.606.990					
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA_{2020}	16.835.704					
Kapitalkostenabzug	$KKAB_t$		0	0	0	0	0
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{2021} = (KA_{2015} - KA_{2020} - KKAB_t) \cdot EW_t$		276.771.286	276.771.286	276.771.286	276.771.286	276.771.286
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{2021} = (KA_{2015} - KA_{2020} - KKAB_t - KA_{2021})$		0	0	0	0	0
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_t) \times KA_{2021}$		0	0	0	0	0
Effizienzbonus	B_0		0	0	0	0	0
verteilter Effizienzbonus	B_0 / T		0	0	0	0	0
III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{2021} + (1 - V_t) \times KA_{2021} + B_0 / T$		276.771.286	276.771.286	276.771.286	276.771.286	276.771.286
2.4 Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)		VPI ₂₀₁₅ (= VPI ₀)	VPI ₂₀₁₈	VPI ₂₀₁₉	VPI ₂₀₂₀	VPI ₂₀₂₁	VPI ₂₀₂₂
Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV	VPI	106,90	107,40	109,30	111,10	112,90	114,70
Steigerung des Verbraucherpreisgesamtindex bezogen auf Basisjahr VPI ₁ / VPI ₀			1,0047	1,0225	1,0393	1,0561	1,0730
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	PF _t	0,0049	0,0049	0,0098	0,0148	0,0197	0,0247
Verbraucherpreisgesamtindex ./ Produktivitätsfortschritt	$(VPI_t / VPI_0) - PF_t$		0,9998	1,0126	1,0245	1,0364	1,0482
III.a Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF	$III.a \times (VPI_t / VPI_0 - PF_t)$		276.709.640	280.266.044	283.556.862	286.840.970	290.118.335
2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA)							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	KKA_t		0	0	0	0	0
2.6 Qualitätsanteil (Q)							
V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV	Q		0	0	0	0	0
2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO)	$EO_t = I_t + III_t + IV_t + V_t + II_t$		293.912.766	297.469.170	300.759.988	304.044.096	307.321.461
2.8 Sondersachverhalte							
Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden			12.117.641	0	0	0	0
3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze	EO_t		306.030.407	297.469.170	300.759.988	304.044.096	307.321.461

A3 Effizienzvergleich

Ergebnisse des Effizienzvergleichs

Verfahren	Wert
DEA _{Normal}	100,0000%
DEA _{Standardisiert}	100,0000%
SFA _{Normal}	entfällt
SFA _{Standardisiert}	entfällt

Ergebnisse der Supereffizienzanalyse

Verfahren	Wert
DEA _{Normal}	entfällt
DEA _{Standardisiert}	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 ³	1.367.683,37
Ein- und Ausspeisepunkte	Anzahl	121,00
Polygonfläche	m ²	183.816.299.439,00
Verdichterleistung	MW	478,00

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, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 1-NB** und betragen

293.606.990 €.

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 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, Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5)

Der Netzbetreiber macht sonstige Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe in einer Höhe von ██████████ geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 2.232.953 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten ██████████ über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Somit ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres 2016 betragen lediglich 2.246.479,54 € und liegen damit wieder auf dem Niveau der Jahre 2011 bis 2014.

Der Netzbetreiber begründet den massiven Anstieg der Kosten im Wesentlichen mit den in 2015 gestiegenen Wartungs- und Instandhaltungsleistungen. Allerdings hat der Netzbetreiber aus Sicht der Beschlusskammer nicht nachgewiesen, dass die in großem Umfang in 2015 angefallenen Wartungs- und Instandhaltungsleistungen des Jahres 2015 in ähnlichem Umfang in der dritten Regulierungsperiode entstehen (Vgl. 1.3.). Daher ist auch bei den mit den Wartungs- und Instandhaltungsleistungen einhergehenden Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen nicht davon auszugehen, dass diese in der dritten Regulierungsperiode auf einem derart hohen Kostenniveau wie in 2015 liegen.

Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Daher hat die Beschlusskammer die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 3.565.780 € anerkannt.

1.2. Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber (Ziffer 1.1.2.1.); hier: Aufwendungen für Kapazitätsnutzungsüberlassung; hier: Aufwendungen aufgrund der Einspeisung von Biogas sowie Aufwendungen aufgrund der Marktraumumstellung

Die Biogaswälzungskosten sowie die Kosten der Marktraumumstellung des Marktgebietes sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern wie Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zu behandeln. Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt; § 19a EnWG regelt für die Kosten der Marktraumumstellung eine bundesweite Umlage ab dem 01.01.2017. Auf die Kosten der Biogaswälzung sowie der Marktraumumstellung finden die Regelungen zu den Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen analog Anwendung. Zur Ermittlung der Gesamtkosten für Biogas und Marktraumumstellung des jeweiligen Marktgebietes ist die Summe aller gemäß § 20b GasNEV zu wälzenden Biogas-Kosten bzw. aller gemäß § 19a EnWG zu wälzenden Kosten für die Marktraumumstellung zu bilden.

In die Kostenposition „erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“ werden jährliche Kosten in Höhe von 20.831.337 € aufgrund der Kostenwälzung Biogas sowie Kosten in Höhe von 2.444.674 € aufgrund der Kostenwälzung Marktraumumstellung aufgenommen.

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

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von insgesamt [REDACTED] geltend gemacht. Hierbei handelt

es sich um Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von [REDACTED] Aufwendungen für IT in Höhe von [REDACTED] und Aufwendungen für Arbeitnehmerüberlassungen in Höhe von [REDACTED]

§ 4 Abs. 5a GasNEV (n. F.) regelt die Beurteilung der Kosten für die durch Dritte erbrachte Dienstleistung: Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder ein Gesellschafter des Netzbetreibers zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung i. S. d. GasNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Absatz 2 der ARegV tatsächlich angefallen sind. Beinhalten die nach Satz 2 für die Erbringung von Dienstleistungen angefallenen Kosten oder Kostenbestandteile Vorleistungen von Unternehmen, die ebenfalls zu der Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen gehören, der das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter angehören, können diese nur maximal in der Höhe einbezogen werden, wie sie jeweils bei dem die Vorleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung i. S. d. GasNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Abs. 2 ARegV tatsächlich angefallen sind.

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gasversorgungsnetzes oder ein Gesellschafter des Netzbetreibers zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Netzbetreiber hat die erforderlichen Nachweise zu führen. Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen könnte. Stellt sich die Dienstleistungserbringung durch Dritte als wirtschaftlich günstiger dar, so wird sich ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen das günstigste Angebot zur Erbringung der benötigten Dienstleistungen auswählen. Die Preise für die Erbringung von Dienstleistungen durch Dritte sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Dienstleistungserbringers nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. § 4 Abs. 5a GasNEV folgt insoweit dem Regelungsmodell des § 4 Abs. 5 GasNEV (BR-Drs. 312/10(B), S. 10). Für

letztere Regelung hat der BGH die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07- „SWU Netz GmbH“).

Die geltend gemachten Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 35.303.637 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres 2016 betragen lediglich [REDACTED] und liegen damit sogar unter dem Niveau der Jahre 2011 bis 2014.

Der Netzbetreiber kritisiert in seinen Stellungnahmen, dass die Deklaration der Aufwendungen zur Besonderheit des Geschäftsjahres pauschal über die in der Kostenposition ausgewiesenen Aufwendungen vorgenommen wurde. Die pauschale Betrachtung erschwere ihm den Nachweis, dass die einzelnen in 2015 durchgeführten Maßnahmen dem Grunde und der Höhe nach betriebsnotwendig waren. Zudem sei auch weiterhin von hohen bzw. steigenden Wartungs- und Instandhaltungskosten in der dritten Regulierungsperiode auszugehen. Ein zunehmend älter werdendes Gasfernleitungsnetz begründe einen zunehmenden Instandhaltungs- und Reparaturbedarf. So stellten zukünftige Mantelrohrsanierungen einen großen Kostentreiber dar. Wichtige Bauteile an den Verdichtereinheiten müssten überdies zur Reparatur eingeschickt werden und der Modernisierungsbedarf bei Absperrstationen steige.

Die Beschlusskammer erachtet eine aggregierte Betrachtungsweise der Gesamtposition als sachgerecht zur Bestimmung der Besonderheit des Geschäftsjahres. Denn die einzelnen Maßnahmen in dieser Oberposition variieren von Jahr zu Jahr. Eine Einzelbetrachtung würde zudem dazu führen, dass zahlreiche Maßnahmen als Einmalereignis als nicht anererkennungsfähige Besonderheit zu streichen wären. Eine Betrachtung der vom Netzbetreiber genannten Unterpositionen „Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen“, „IT-Aufwendungen“ und „Arbeitnehmerüberlassungen“, zeigt sich ebenfalls, dass der geltend gemachte Wert des Jahres 2015 deutlich über dem Wert 2014 liegt. Eine Plausibilisierung steigender Kosten anhand des Wertes 2016 kann der Netzbetreiber ebenfalls nicht führen.

Einzelposition	Beantragter Wert (2015)	Wert 2014	Wert 2016	anerkannt
1. Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen	[REDACTED]			34.135.427
2. IT-Aufwendungen	[REDACTED]			7.009.711 €

3. Arbeitnehmerüberlassungen		406.515 €
------------------------------	--	-----------

Somit kann der Netzbetreiber weder für die Unterpositionen noch für die Gesamtpositionen nachweisen, dass die Kosten in der dritten Regulierungsperiode sich in ähnlicher Größenordnung bewegen wie 2015. Die Effekte eines älter werdenden Netzes hätten auch schon in 2016 Niederschlag finden müssen.

Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Der Netzbetreiber führt beispielsweise an, dass umfangreiche geplante Instandhaltungen in den nächsten Jahren durchzuführen sind, und zu befürchten steht, dass die IT-Kosten steigen werden. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten, die gesamte Kostenposition betreffende, Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Hierbei unterstellt die Beschlusskammer die Betriebsnotwendigkeit der in 2015 vorgenommenen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen und hat daher auf diesbezügliche Nachweise verzichtet. Die Beschlusskammer hat die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 41.641.653 € anerkannt.

1.4. Aufwendungen für Differenzmengen (Ziffer 1.1.2.6.)

Die Aufwendungen für Differenzmengen sind nicht zu berücksichtigen. Die aufwandsgleichen Kosten und Erlöse aus Differenzmengen werden stets eliminiert. Differenzmengen sind gem. § 25 Abs. 2 GasNZV unmittelbar zwischen dem Netzbetreiber und den Transportkunden zu verrechnen, so dass Differenzmengen in den Netzentgelten generell nicht zu berücksichtigen sind. Selbst wenn sich insoweit Unterschiede zwischen Aufwendungen und Erlösen ergeben sollten, gleichen sich diese grundsätzlich im Laufe der Regulierungsperiode in etwa aus. Wäre dies nicht der Fall, entsprächen derartige Kosten nicht den Kosten eines effizienten Netzbetreibers und wären aus diesem Grund abzulehnen (OLG München, Beschluss vom 07.07.2016, Az. Kart 1/15).

1.5. Sonstige Zinsen und ähnliche Aufwendungen (Position 1.3.4.)

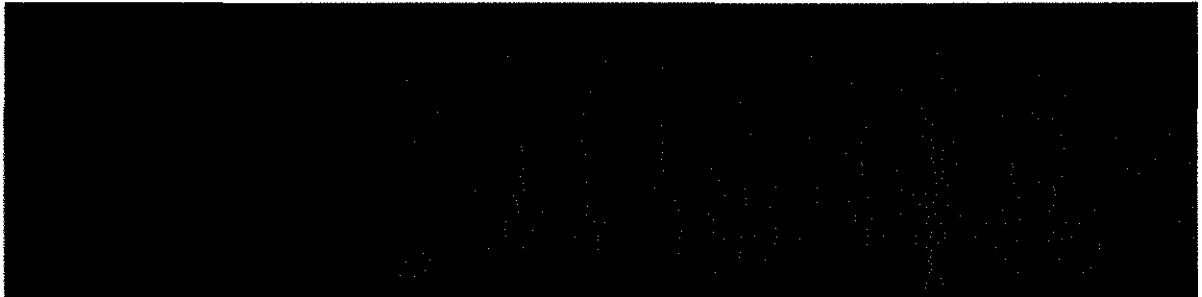
Der Netzbetreiber hat in dieser Kostenposition 1.670.675 € gekürzt. Hierbei handelt es sich um die Aufzinsung des Regulierungskontos. Die Beschlusskammer hat den vom Netzbetreiber gekürzten Bestand der Regulierungskontorückstellung im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt, 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. Daher ist die Aufzinsung des Regulierungskontos wie Fremdkapitalzinsen anzuerkennen.

1.6. Sonstige betriebliche Steuern, davon Sonstiges (Ziffer 1.4.3.)

Der Netzbetreiber macht in der Kostenposition sonstige betriebliche Steuern Aufwendungen in Höhe von 70.000 € sowie 71.000 € für Umsatzsteuer geltend.



Die Aufwendungen für Umsatzsteuer in Höhe von 70.000 € sind nicht zu berücksichtigen. Die aufwandsgleichen Kosten und Erlöse aus Umsatzsteuer werden stets eliminiert, da es sich hierbei für den Netzbetreiber um einen durchlaufenden Posten handelt.



1.7. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Mieten etc. (Ziffer 1.5.6.)

Der Netzbetreiber macht Kosten für Mieten etc. in einer Höhe von insgesamt 3.101.244 € geltend. Diese wurden vollumfänglich anerkannt. Zwar liegen die Kosten des Jahres 2015 deutlich (32 %) über dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014, so dass zunächst von der Beschlusskammer vermutet wurde, dass eine Besonderheit des Geschäftsjahres vorliegt. Allerdings konnte der Netzbetreiber nachweisen, dass aufgrund eines bestehenden Vertragsverhältnisses die Mietzahlungen an die HUK Coburg, die die wesentlichen Aufwendungen in dieser Kostenposition ausmachen, in der dritten Regulierungsperiode über das anerkannte Niveau der Kostenposition steigen. Die Beschlusskammer hat daher die geltend gemachten Aufwendungen vollumfänglich anerkannt.

1.8. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften (Ziffer 1.5.8.)

Der Netzbetreiber macht sonstige betriebliche Kosten für Bürobedarf etc. in einer Höhe von [REDACTED] geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 215.541,79 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten um [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres

2016 betragen [REDACTED] und liegen damit wiederum deutlich unter den Kosten des Basisjahres.

Der Netzbetreiber trägt vor, dass allein bei den Aufwendungen für Druckkosten und Anzeigen eine Verdopplung der Kosten von 2014 auf 2015 stattgefunden hat. Dies bestreitet die Beschlusskammer nicht. Auch hat sie zugunsten des Netzbetreibers unterstellt, dass die in 2015 angefallenen Kosten betriebsnotwendig waren. Jedoch hat der Netzbetreiber aus Sicht der Beschlusskammer nicht nachgewiesen, dass die hohen Kosten des Jahres 2015 in der dritten Regulierungsperiode in ähnlicher Höhe wiederkehren.

Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Daher hat die Beschlusskammer die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 236.513,88 € anerkannt.

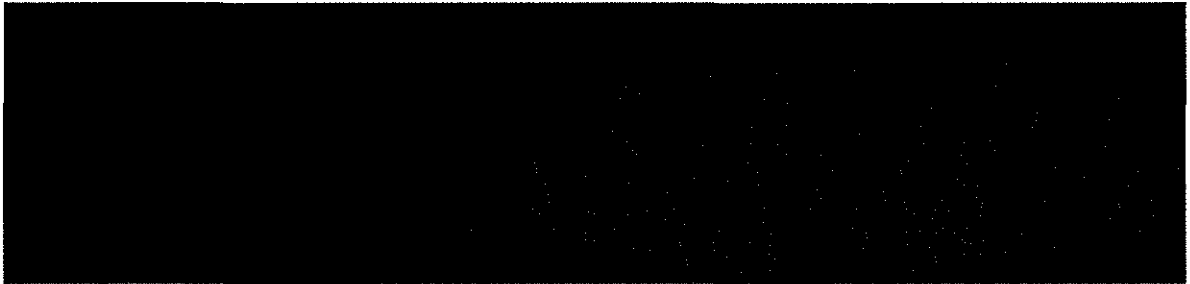
1.9. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten (Ziffer 1.5.10.)

Der Netzbetreiber macht sonstige betriebliche Kosten für Postkosten etc. in einer Höhe von [REDACTED] geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 204.592,47 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres 2016 betragen lediglich [REDACTED] liegen damit sogar wiederum deutlich unter dem Wert des Jahres 2015.

Der Netzbetreiber trägt vor, dass die hohen Frachtkosten im Zuge des Transportes der Gasgeneratoren zum Hersteller in die USA ursächlich für den hohen Ausweis in 2015 waren. Man sei verpflichtet, auch weiterhin Gasgeneratoren in die USA zu verschicken.



Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind somit um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Daher hat die Beschlusskammer die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 253.154,74 € anerkannt.

1.10. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.10.)

Der Netzbetreiber macht Rechts- und Beratungskosten in Höhe von [REDACTED] geltend. Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 964.760 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres 2016 betragen lediglich [REDACTED] und liegen damit deutlich unter dem Wert 2015.

Der Netzbetreiber trägt vor, es handele sich um wiederkehrende Kosten, die nicht ausgeschlossen werden könnten, da man sich bei gerichtlichen Auseinandersetzungen anwaltlich

vertreten lassen müsse. Aufgrund zunehmender Regulierungsdichte und den damit verbundenen komplexen sektorenübergreifenden Fragestellungen seien externe rechtliche, steuerliche und wirtschaftliche Beratungen notwendig. Der Anfall der Kosten sei überdies nicht steuerbar.

Die Beschlusskammer unterstellt die Betriebsnotwendigkeit der im Jahr 2015 geltend gemachten Kosten. Allerdings kann der Netzbetreiber anhand der vorgelegten Zahlen nicht nachweisen, dass die hohen Kosten des Jahres 2015 regelmäßig wiederkehren.

Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Daher hat die Beschlusskammer die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 1.154.503 € anerkannt.

1.11. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Aufwendung für Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.13.)

Der Netzbetreiber macht Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] für Bewirtung und Geschenke geltend. Die Geschenke in Höhe von [REDACTED] sind bereits mangels Betriebsnotwendigkeit nicht anerkennungsfähig; hierzu gelten die unter 1.11. gemachten Ausführungen gleichermaßen.

Zudem ist festzustellen, dass die geltend gemachten Aufwendungen unabhängig davon der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 105.519 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 bereinigt und lediglich der Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014 anerkannt. Der Wert des Basisjahres 2015 blieb bei der Durchschnittsbildung außen vor, da ansonsten die Besonderheiten des Ge-

schaftsjahres auf diesem Wege zumindest anteilig Eingang in die Kosten finden würden. Zudem werden zugunsten des Netzbetreibers keine weiteren Kürzungen hinsichtlich der ausgewiesenen Geschenke vorgenommen.

1.12. Sonstige betriebliche Aufwendungen, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.18)

Der Netzbetreiber hat den Aufwendungen in dieser Position 917.993 € hinzugerechnet. Hierbei handelt es sich um den Ausweis der steuerrechtlichen Verluste aus dem Abgang von Sachanlagen. Diese Erhöhung resultiert nach den Angaben des Netzbetreibers aus der Verschrottung der Gastrockungsanlagen, die sich in der Verdichterstation Olbernhau befanden. Die vorgenommene Hinzurechnung in Höhe von 917.993 € ist anerkennungsfähig.

Der Netzbetreiber weist sonstige betriebliche Aufwendungen, davon Sonstiges, in Höhe von [REDACTED] aus. Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt 9.263.359 €. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten um [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Der Netzbetreiber konnte auch nicht anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisieren, dass die Kosten in Zukunft steigen werden. Die Kosten des Jahres 2016 betragen lediglich [REDACTED] und liegen somit sogar unter dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014.

Der Netzbetreiber kritisiert in seinen Stellungnahmen insbesondere, dass die Deklaration der Aufwendungen zur Besonderheit des Geschäftsjahres pauschal über die in der Kostenposition ausgewiesenen Aufwendungen vorgenommen wurde. Die Beschlusskammer erachtet jedoch eine aggregierte Betrachtungsweise der Gesamtposition als sachgerecht zur Bestimmung der Besonderheit des Geschäftsjahres. Denn die einzelnen Maßnahmen in dieser Oberposition variieren von Jahr zu Jahr. Betrachtet man die vom Netzbetreiber dargelegten Einzelpositionen, ergibt sich vom Grundsatz überdies das gleiche Bild.

Dies sei exemplarisch für die Rückstellung für Rückbau erläutert, die mit [REDACTED] die größte Aufwendung in der Kostenposition des Jahres 2015 darstellt:

2011	[REDACTED]	€
2012	[REDACTED]	€
2013	[REDACTED]	€
2014	[REDACTED]	€
2015	[REDACTED]	€
2016	[REDACTED]	€

Aufgrund der Vorjahreswerte ist anzunehmen, dass die hohe Zuführung in 2015 – bei unterstellter Betriebsnotwendigkeit - ein Einmalereignis der Höhe nach darstellt. Auch konnte der Netzbetreiber nicht anhand des Wertes 2016 plausibilisieren, dass die Aufwendungen in Zukunft steigen werden.

Die vom Netzbetreiber geforderte Einzelbetrachtung würde zudem dazu führen, dass in dieser Kostenposition geltend gemachte Maßnahmen als Einmalereignis als nicht anerkennungsfähige Besonderheit zu streichen wären. So enthält die Kostenposition in 2015 bspw. Kursverluste, die in den Vorjahren bzw. dem Nachjahr nur zu einem Bruchteil entstanden sind und ggf. auch als Kursgewinne in der dritten Regulierungsperiode auftreten könnten.

Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten sind somit um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 zu bereinigen. Aufgrund der Ausführungen des Netzbetreibers in der mündlichen Verhandlung geht die Beschlusskammer zugunsten des Netzbetreibers davon aus, dass der Netzbetreiber zwar im Jahr 2015 Kosten ausweist, die deutlich über den regelmäßig anfallenden Kosten liegen; gleichwohl die in der dritten Regulierungsperiode anfallenden Kosten wieder in ähnlicher Größenordnung liegen dürften wie in der zweiten Regulierungsperiode. Hierfür legt der Netzbetreiber zwar keine expliziten Nachweise vor; allerdings scheint der Beschlusskammer zumindest nicht unplausibel, dass die überhöhten Kosten des Jahres 2015 einmalig irgendwann in der dritten Regulierungsperiode anfallen. Daher hat die Beschlusskammer die durchschnittlich in den Jahren 2011 bis 2015 angefallenen Kosten in Höhe von 11.378.259 € anerkannt.

2. Kalkulatorische Bewertung des weiteren Anlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Der Netzbetreiber weist historische Anschaffungs- und Herstellungskosten des Jahres 2015 für Software in Höhe von 13.317.383 € als immateriellen Vermögensgegenstand aus. Gleichermäßen erfolgt der Ausweis für die in den Jahren 2012 bis 2014 angeschaffte Software (AKHK 2014: 1.893.559 €/ AKHK 2013: 10.514.559 €/ AKHK 2012: 915.916 €).

Bei der Software handelt es sich jedoch um Sachanlagevermögen (Vgl. Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV). Daher hat die Beschlusskammer die entsprechenden Anschaffungs- und Herstellungskosten als Software (Allgemeine Anlage, Nr. 9.2.) berücksichtigt und eine Umbuchung vorgenommen. Die kalkulatorische Bewertung der Software und die Ermittlung der entsprechenden kalkulatorischen Abschreibungen erfolgt nach den unter 3. dargestellten Grundsätzen der GasNEV: Der Netzbetreiber weist im Schreiben vom 13.01.2007 darauf hin, dass die Umbuchung der Software zu einem doppelten Ausweis im SAV-Bogen führt. Dies wurde von der Beschlusskammer korrigiert.

Ferner hat der Netzbetreiber Biogas-Wegerechte als immaterielles Anlagevermögen geltend gemacht. Im Jahr 2014 wurden 171.080 € aktiviert; im Jahr 2013 11.875 €. An geleisteten Anzahlungen im Bau des Sachanlagevermögens (Biogas-Anlagen) weist der Netzbetreiber für das Jahr 2014 Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von 656.350 € aus und für das Jahr 2011 – 250.000 €. Die aus den Biogas-Wegerechten resultierenden Abschreibungen sowie die aus hieraus und aus den Biogas-Anlagen im Bau resultierende Eigenkapitalverzinsung sind kalkulatorische Kosten, die durch die Einspeisung von Biogas entstanden sind. Derartige Kosten werden über einen separaten Wälzungsmechanismus abgerechnet und sind damit im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nicht anerkennungsfähig.

3. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

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

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

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

Gemäß § 6 Abs. 5 GasNEV sind seit dem 1.1.2007 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.

3.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten

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

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

Der Netzbetreiber weist darauf hin, dass es in der Anlagengruppe „Piping und Armaturen“ bei Bereinigung der Biogaskosten zu einem doppelten Abzug gekommen sei. Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber korrigierten Werte berücksichtigt.

3.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den

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

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

3.3. Tagesneuwerte

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV ist für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen – ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV – die Summe aller anlagenspezifisch ermittelten Abschreibungsbeträge zu Grunde zu legen. Nach § 6 Abs. 3 S. 1 GasNEV ist der Tagesneuwert der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte hat unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach §§ 6 Abs. 3 S. 2, 6a GasNEV zu erfolgen).

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

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

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

Es sind folgende Ersatzindexreihen heranzuziehen:

1. für die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, mit Umsatzsteuer (statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), mit Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
3. für die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohverbindungsstücke aus Eisen und Stahl a) für den Zeitraum von 2000 bis 2004 die Indexreihe Rohre aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index Erzeugerpreise gewerblicher Produkte), b) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und c) für den Zeitraum vor 1968 die Indexreihe Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);
4. für die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

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

Gilt das Basisjahr 2015, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2015 und dem Indexwert des Jahres t. Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t, ergibt sich der Indexwert des Jahres 2015. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2015) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2015 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Absatz 4 der GasNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

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

Die zur Bestimmung von Tagesneuwerten auf Basis des Jahres 2015 relevanten Preisindizes sind erläutert unter www.bundesnetzagentur.de > Beschlusskammern > Beschlusskammer 9 > Hinweise und Leitfäden > Preisindizes.

3.4. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für 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 Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

3.4.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

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

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

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

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

3.4.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

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

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

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

3.5. 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.

3.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB**, wobei die kalkulatorischen Abschreibungen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) und die kalkulatorischen Restwerte zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – jeweils gesondert für den Anteil, der auf die FK- und EK-Quote entfällt und ebenfalls gegliedert nach Anlagengruppen – separat ausgewiesen werden.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 5-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB**, wobei nach Neuanlagen (Bewertung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten) und Altanlagen (Bewertung nach Tagesneuwerten) differenziert wird. Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) und die durchgeführten Berechnungen zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5-NB**.

4. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

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

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

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

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

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

4.1.1. Grundsätze

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*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
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

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

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

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

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

4.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich sind. 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.

4.1.3.1. Finanzanlagen

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

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

Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, kann diese nicht als Finanzanlage einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 GasNEV unterworfen werden (vgl. hierzu auch BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine die Kapitalkosten übersteigenden Zinserträge für die ausgewiesenen Finanzanlagen nachgewiesen, zeigt das vielmehr, dass diese im Allgemeinen für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

4.1.3.2.

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 Ei-

genkapital 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 Ab-

schreibungen 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 SpARBuchfunktion. 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.

Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 3.4.) in Höhe von 14.335 (2014) und 10.330 € (2015) € aus. Zudem weist er in der Position Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (Position 3.2.2.) 14.155.963 € (2014) und 16.158.275 € (2015) an liquiditätsnahen Forderungen aus der Tagesgeldanlage gegenüber dem Gesellschafter 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.

Er hat auch keine anderen Nachweise zur Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens vorgelegt. Daher waren die geltend gemachten liquiden Mittel und die liquiditätsnahen Forderungen nicht anerkennungsfähig. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Es besteht somit kein Grund für ihn, eigene Liquidität vorzuhalten. Folglich können die entsprechenden Positionen nicht anerkannt werden. Dies berücksichtigt insbesondere, dass der Netzbetreiber im regulierten System mit der enthaltenen Erlösgarantie im Durchschnitt immer höhere Einzahlungen erzielen kann als er durch Auszahlungen belastet wird.

Der Netzbetreiber trägt im Schreiben vom 13.01.2017 vor, dass im Rahmen der Anerkennung von Umlaufvermögen zwingend zu berücksichtigen sei, dass durch die Festlegung der Beschlusskammer 9 zur horizontalen Kostenwälzung ab 2018 ein erhöhter Liquiditätsbedarf entstehe. Es würden deutliche Liquiditätsrisiken von anderen FNB auf Gascade verlagert, da zukünftig wegfallende Entry-Buchungen durch Kündigungen, die durch die massiven Entgeltstieguerungen, die bei Gascade zu erwarten seien, Kapazitätsrückgaben nicht auszuschließen sei. Damit müsse Gascade zukünftig nicht nur das Risiko von wegfallenden Einnahmen aus Kapazitätsbuchungen tragen, sondern zusätzlich in solchen Fällen noch erhebliche Ausgleichszahlungen an anderen FNB leisten, obwohl die dazu angenommenen Einnahmen nicht vorhanden seien. Hierzu sei die Vorhaltung von erhöhter Liquidität zwingend erforderlich. Der Aufforderung der Beschlusskammer, eine „fiktive“ Liquiditätsrechnung zur Abschätzung der sich aus der horizontalen Kostenwälzung ggf. ergebenden Effekte vorzulegen, ist der Netzbetreiber nicht nachgekommen.

Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht

Der Netzbetreiber weist Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, in Höhe von 259.326 € (2014) und 7 € (2015) aus. Im Bericht sowie den folgenden Schreiben des Netzbetreibers werden diese Forderungen nicht erläutert. Daher waren sie mangels Nachweis nicht anerkennungsfähig.

Sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von 18.759.363 € (2014) und 17.754.131 € (2015) aus. Hierbei handelt es sich um Steuerforderungen sowie die geleisteten Anzahlungen des Umlaufvermögens. Nach den Ausführungen des Netzbetreibers (Vgl. bspw. Mail vom 29.03.2017, Schreiben vom 13.01.2017) handelt es sich konkret um Umsatzsteuer- bzw. Vorsteuerforderungen. Derartige Steuerforderungen sind nicht anerkennungsfähig, da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Steuern erfolgt.

Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen.

Da es keine korrespondierende Umsatzsteuerverbindlichkeit auf der Passivseite zum 31.12.2014 sowie zum 31.12.2015 gibt, schlägt der Netzbetreiber überdies vor, die Umsatzsteuer- bzw. Vorsteuerforderungen mit den ausgewiesenen Steuerverbindlichkeiten zu saldieren. Dies wurde von der Beschlusskammer nicht aufgegriffen. Denn die Kapitalstruktur des Netzbetreibers ist durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen, das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind somit 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). Zwar wären Umsatzsteuerverbindlichkeiten ebenso wie Umsatzsteuerforderungen nicht zu berücksichtigen, da die Netzkostenermittlung exklusive der Umsatzsteuer erfolgt. Da allerdings keine Umsatzsteuerverbindlichkeiten vorhanden sind, können solche auch nicht eliminiert werden.

4.1.4. 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-NB** bzw. **Anlage 4-NB**.

4.1.5. Abzugskapital

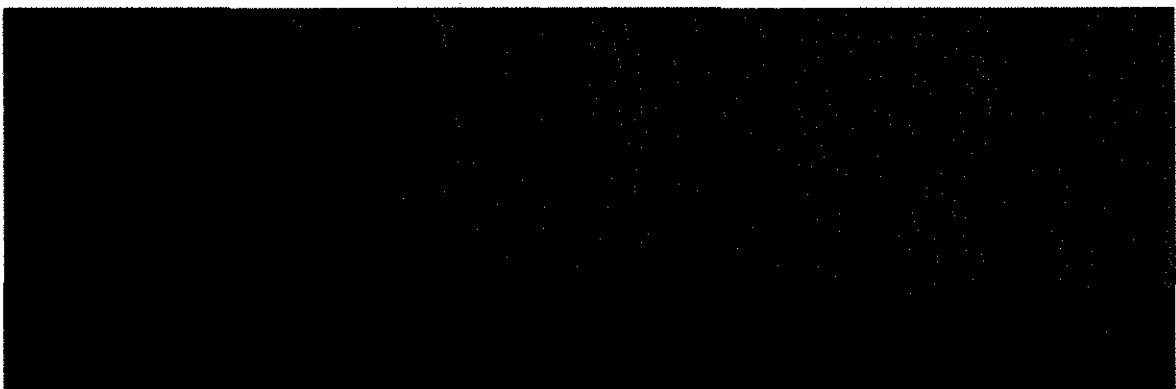
Als Abzugskapital wird nach § 7 Abs. 2 GasNEV der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen angesetzt:

- 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 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).

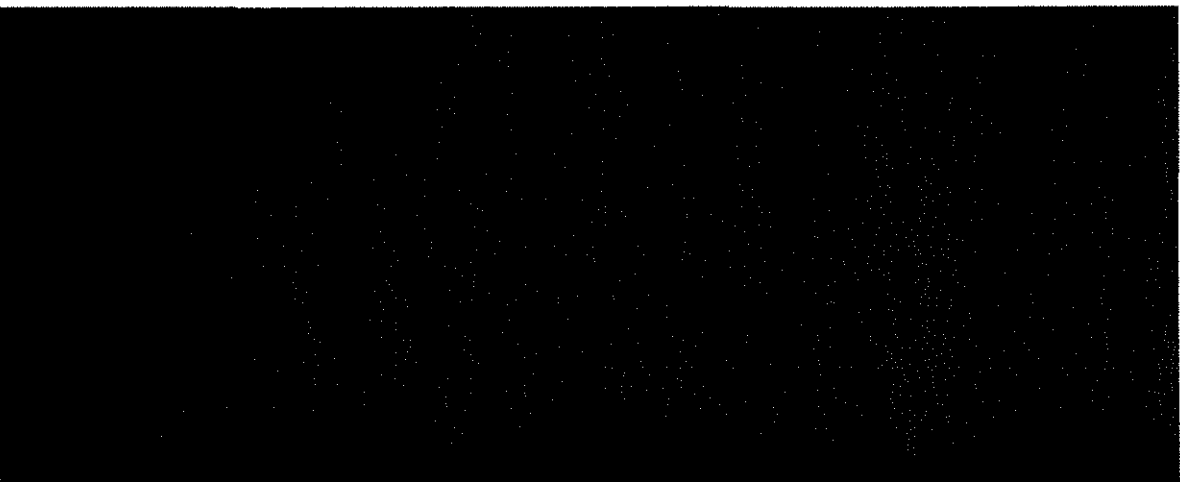
4.1.5.1. Rückstellungen

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des Jahres 2014 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von 25.773.87 € vorgenommen; ausgehend von der Bilanz 2015 hat er 36.805.756 € gekürzt. Hierbei handelt es sich um die Rückstellungen für das Regulierungskonto. Die Kürzungen waren nicht anerkennungsfähig. Die Beschlusskammer hat den vom Netzbetreiber gekürzten Bestand der Regulierungskontorückstellung 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.



Überdies hat der Netzbetreiber ausgehend von der Bilanz des Jahres 2014 58.042 € an Steuerrückstellungen gekürzt; im Hinblick auf das Jahr 2015 betrug die Kürzung 60.000 €. Der Netzbetreiber erachtet es laut seinen Ausführungen auf S. 98 des vorgelegten Berichts für nicht sachgerecht, diese Rückstellung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zuzuführen. Diese Rückstellung bestehe zum Zeitpunkt des Bilanzstichtags und müsse zeitnah nach Jahresabschluss bezahlt werden, was auch eine entsprechende Reduzierung des Umlaufvermögens bedeute. Zum Antragsstichtag seien die größten Teile der Rückstellungen bereits ausbezahlt worden und stünden damit nicht mehr zur Finanzierung des Anlagevermögens zur Verfügung. Die vom Netzbetreiber vorgenommenen Kürzungen waren nicht an-

ererkennungsfähig Denn das betriebsnotwendige 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). Die Beschlusskammer hat den Bestand der Rückstellungen aus Ertragssteuern im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt, da bei einer kalkulatorischen Berechnung der Steuern - wie sie vorliegend im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus zur Bestimmung der Erlösobergrenzen für die Jahre 2018ff. gem. GasNEV vorgenommen wird - Steuerstundungseffekte genauso auftreten wie bei der Berücksichtigung von Steuern in der externen Rechnungslegung. Insofern ist es gerechtfertigt, diese Stundungseffekte dem Netzkunden zugutekommen zu lassen. Dies geschieht über die Rückstellungsbestände, die als Bestandteil des Abzugskapitals (Mittelwert) die Eigenkapitalverzinsungsbasis reduzieren und damit zu niedrigeren Netzkosten führen.



Die von Netzbetreiber vorgenommene Kürzung war nicht anererkennungsfähig. Denn zum Einen ist die Kapitalstruktur des Netzbetreibers durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen, das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital sind somit 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). Zudem wird durch die Berücksichtigung von Mittelwerten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals bereits eine Glättung der Werte vorgenommen.

4.1.5.2. Baukostenzuschüsse

Baukostenzuschüsse, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV hinzugekommen sind, werden im Jahresanfangsbestand in voller Höhe berücksichtigt. Dies entspricht der Behandlung von korrespondierenden Anschaffungs- und Herstellungskosten auf der Aktivseite (Vgl. BGH, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

4.1.6. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Der Netzbetreiber beschreibt im vorgelegten Bericht auf S. 99 eine vollständige Kürzung der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (2014: 4.090.000 €, 2015: 3001.000 €). Diese Kürzung wurde vom Netzbetreiber im vorgelegten Erhebungsbogen nicht durchgeführt. Gleichwohl wäre eine derartige Kürzung auch nicht anerkennungsfähig. 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.

4.1.7. Sonstige Verbindlichkeiten

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des Jahres 2014 im Rahmen der Überleitung eine Hinzurechnung bzw. Kürzung in Höhe von 2.026.838 € vorgenommen. Ausgehend von der Bilanz 2015 betrug die Kürzung 1.995.228 €.

In Höhe von 1.404.728 € (2015) bzw. 1.436.338 € (2014) handelt es sich hierbei um Steuerverbindlichkeiten. Die Kürzung wird vom Netzbetreiber mit dem kurzfristigen Charakter der Verbindlichkeiten begründet. Da diese Verbindlichkeiten nur zum Zeitpunkt des Bilanzstichtages bestünden und zeitnah nach Jahresabschluss bezahlt werden müssten, bedeute dies auch eine Reduzierung des Umlaufvermögens. Die Kürzung war nicht anerkennungsfähig. Denn das betriebsnotwendige 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).

Die weitere Kürzung in der Position „Sonstige Verbindlichkeiten“ betreffen die Reservierungszusagen. Es handelt sich nach den Angaben des Netzbetreibers um Verbindlichkeiten aus verschiedenen Reservierungszusagen über Kapazitäten gemäß § 38 GasNZV: Der Netzbetreiber erachtet es für sachgerecht, diese Verbindlichkeiten zu kürzen, da es sich um eine einmalige Reservierungsgebühr handelt. Gleichwohl ist 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).

4.1.8. 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 be-

etriebsnotwendige 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.

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

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

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

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

gung, 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.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1, 2 i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 GasNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus **Anlage 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**.

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

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

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

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

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

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

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

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

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital ($BNEK II$) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 GasNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAV_{neu}) 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_{alt} und SAV_{neu}).

	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 SAV_{neu}</u>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAV_{alt}) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAV_{neu}).

Der Anteil der Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB**.

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB**.

4.5. 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:

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{neu} * 6,91\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{alt} * 5,12\%$$

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 - Hypothekendarlehen“.¹

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

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insge- samt [%]	Ø Reihen [%]
2006	3,8	4,2	3,7	
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
2011	2,7	4,3	2,4	
2012	1,4	3,7	1,3	
2013	1,3	3,4	1,3	
2014	0,9	3,0	1,0	
2015	0,4	2,4	0,4	
Ø 10 Jahre	2,52	4,18	2,39	3,03

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

4.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

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

5. Kalkulatorische Gewerbesteuer

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

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,21 \% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91 \% \\ * + BNEK II > 40\% * 3,03 \%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 5-NB** ausgewiesen.

Dabei wurde ein Hebesatz von 392,88 % statt der vom Netzbetreiber beantragten 440 % berücksichtigt. Er trägt dem Leitungsverlauf über mehrere Gemeinden mit jeweils unterschiedlichen steuerrechtlich relevanten Hebesätzen besser Rechnung.

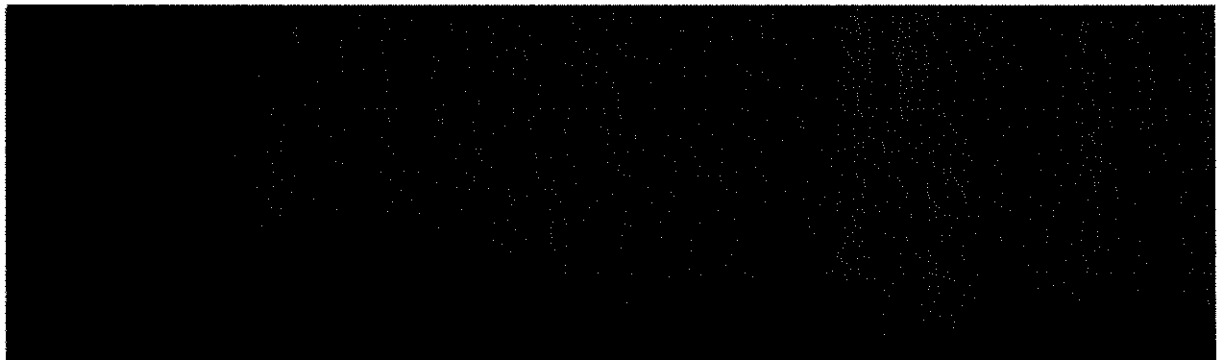
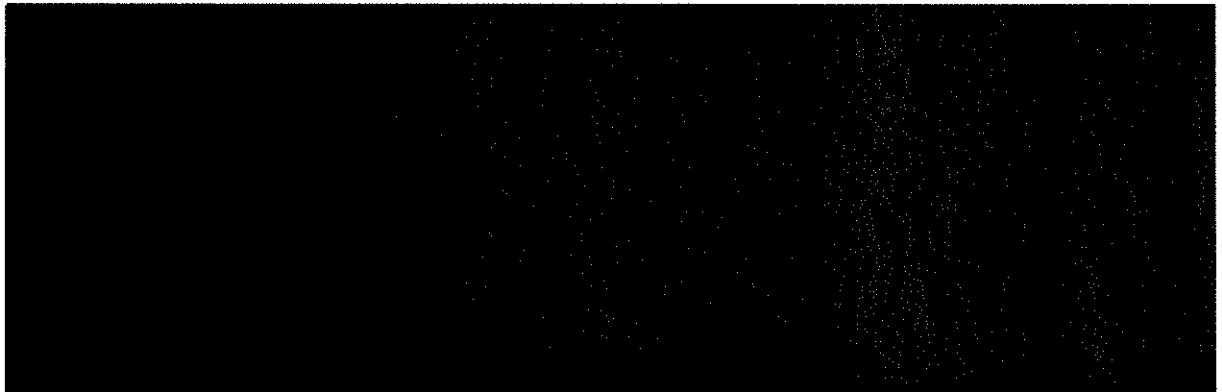
6. Kostenmindernde Erlöse und Erträge gemäß § 9 Abs. 1 GasNEV

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.

6.1. Erlöse aus Differenzmengen (Ziffer 5.5.)

Die Erlöse aus Differenzmengen sind nicht zu berücksichtigen. Die aufwandsgleichen Kosten und Erlöse aus Differenzmengen werden stets eliminiert. Differenzmengen sind gemäß § 25 Abs. 2 GasNZV unmittelbar zwischen dem Netzbetreiber und den Transportkunden zu verrechnen, so dass Differenzmengen in den Netzentgelten generell nicht zu berücksichtigen sind. Selbst wenn sich insoweit Unterschiede zwischen Aufwendungen und Erlösen ergeben sollten, gleichen sich diese grundsätzlich im Laufe der Regulierungsperiode in etwa aus. Wäre dies nicht der Fall, entsprächen derartige Kosten nicht den Kosten eines effizienten Netzbetreibers und wären aus diesem Grund abzulehnen (OLG München, Beschluss vom 07.07.2016, Az. Kart 1/15).

6.2. Andere sonstige Erträge (Ziffer 8.4.)



6.3. Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (Ziffer 11.2.2.)

Der Netzbetreiber macht Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen in Höhe von 562.101 € geltend. Da die Beschlusskammer den Ansatz des Netzbetreibers bezüglich der liquiden Mittel und der liquiditätsnahen Forderungen in der Position 3.2.2. bei der Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Eigenkapitalverzinsung vollumfänglich gekürzt hat, hat die Beschlusskammer die angesetzten Zinserträge ebenfalls vollumfänglich gekürzt.

Ermittlung der Netzkosten

Anlage 1-NB1

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
1 Aufwandsgleiche Kosten		165.614.278	
1.1 Materialaufwand		78.479.773	
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 Bilanzanzausgleich			
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen			
1.1.2.7 Sonstiges			
1.2 Personalaufwand		35.560.633	
1.2.1 Löhne und Gehälter			
1.2.2 Soziale Ausgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
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			
1.4 sonstige betriebliche Steuern		10.245.549	
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen		28.751.978	
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Verstärkung 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 Bürobedarf, 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 Einzelverwertberichtigungen			
1.5.15 Pauschalwertberichtigungen			
1.5.16 Abschreibungen auf Forderungen			
1.5.17 Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV			
1.5.18 Sonstiges			
2 Kalkulatorische Abschreibungen		57.263.935	
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung		58.888.500	
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer		7.522.349	
I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge		317.587.062	
5 Kostenmindernde Erlöse		165.500	
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 Nominationsersatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Verstärkungen 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)			
6 Bestandsveränderungen		-	
7 andere aktivierte Eigenleistungen		1.855.751	
8 sonstige betriebliche Erträge		19.957.407	
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen			
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 6 Abs. 4 GasNZV			
8.4 Andere sonstige Erträge			
9 Erträge aus Beteiligungen		1.336	
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlageverm.		78	
11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		-	
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 Vermögenswerten, 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		-	
I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge		23.980.072	
II. Netzkosten		293.606.990	

Kalkulatorische Abschreibungen

Anlage 2.1-NB1

Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen		für Neuanlagen	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 6 I S. 3 GasNEV
	auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	auf AK/HK-Basis	
I. Allgemeine Anlagen	1.542.106,54	2.046.248,76	10.898.182,03	12.641.945,46
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	13.681.970,33	16.839.676,33	7.742.402,89	22.687.455,62
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	40.698.636,21	54.082.360,87	5.032.377,92	51.084.503,99
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. Molnschleusen				
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)				
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen			425.323,90	425.323,90
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 Gasmischanlagen				
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
VI. Fernwirkanlagen				
Summe	55.922.713,08	72.988.288,96	24.098.286,74	86.839.228,97

Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens

Anlage 2.2-NB1

Anlagegruppe	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	30.010.372,92	39.673.410,42	47.637.207,37	28.488.286,38	37.627.161,86	36.639.029,34
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	114.291.635,51	137.534.982,21	152.781.209,81	100.609.866,18	120.745.305,89	145.038.806,91
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	991.488.725,45	1.317.713.696,33	208.755.113,87	950.770.089,24	1.263.631.335,45	201.722.735,95
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar						
1.1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar						
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar						
1.2.1 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar						
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminier <= 16 bar						
1.3.1 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminier > 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 Moleschleusen						
8 Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)						
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen			3.935.619,25			3.510.205,38
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 Gasmischanlagen						
8 Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
9 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
VI. Fernwirkanlagen						
Summe	1.135.770.733,89	1.494.972.068,96	411.009.180,29	1.079.840.020,81	1.422.003.803,00	386.910.653,66

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital

Anlage 3.1-NB

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
I	kalkulatorisches Anlagevermögen					
1.1	Altanlagen zu AK/HK		1.154.144,077	1.098.221,364		
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		1.513.345,432	1.440.377,146		
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		448.785,723	398.466,443		
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		31,436	28,180		
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		35.113,336	28.977,837		
3.1	Vorräte		31.736,001	25.105,002		
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		3.377,334	1.872,834		
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					
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzananschlusskosten					
5	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil					
6	Rückstellungen		165.554,261	185.008,009		
6.1	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen					
6.2	Steuerrückstellungen					
6.3	sonstige Rückstellungen					
7	Verbindlichkeiten		298.582,302	190.931,981		
7.a	davon unverzinsliche Verbindlichkeiten		9.582,302	5.931,981		
8	Rechnungsabgrenzungsposten					
9	Kapitalausgleichsposten					
II.	Abzugskapital	4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9	174.136,563	191.939,990		
III.	Verzinsliches Fremdkapital	7 - 7.a	290.000,000	185.000,000		

Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV

Anlage 4-NB1

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

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV

VII a	Hebesatz	
VII b	Steuermaßzahl	
VII.	Kalkulatorische Gewerbesteuer	$VI \cdot VII a \cdot VII b$

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Anlage 5-NB1

Neuanlagen
Allanlagen
Gesamt



Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK				Restwerte zu AKHK zum					
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2015									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2012									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2011									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2007									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1994									
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1993									
I	Betriebsgebäude	2015									
I	Betriebsgebäude	2014									
I	Betriebsgebäude	2013									
I	Betriebsgebäude	2012									
I	Betriebsgebäude	2006									
I	Betriebsgebäude	2007									
I	Betriebsgebäude	2006									
I	Betriebsgebäude	2005									
I	Betriebsgebäude	2004									
I	Betriebsgebäude	2001									
I	Betriebsgebäude	2000									
I	Betriebsgebäude	1999									
I	Betriebsgebäude	1996									
I	Betriebsgebäude	1996									
I	Betriebsgebäude	1995									
I	Betriebsgebäude	1994									
I	Betriebsgebäude	1993									
I	Verwaltungsgebäude	2015									
I	Verwaltungsgebäude	2014									
I	Verwaltungsgebäude	1999									
I	Verwaltungsgebäude	1996									
I	Verwaltungsgebäude	1993									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2015									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2014									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2013									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2012									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2011									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2010									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2009									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2008									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2007									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2006									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2005									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2004									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2003									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2002									
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2001									
I	Werkzeuge/Geräte	2015									
I	Werkzeuge/Geräte	2014									
I	Werkzeuge/Geräte	2013									
I	Werkzeuge/Geräte	2012									
I	Werkzeuge/Geräte	2011									

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Restwerte zu ARHK zum			Abschreibungen zu ARHK zum						
Netzd	Anlagegruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2015									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2012									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2011									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2007									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1994									
	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1993									
	Betriebsgebäude	2015									
	Betriebsgebäude	2014									
	Betriebsgebäude	2013									
	Betriebsgebäude	2012									
	Betriebsgebäude	2008									
	Betriebsgebäude	2007									
	Betriebsgebäude	2006									
	Betriebsgebäude	2005									
	Betriebsgebäude	2004									
	Betriebsgebäude	2001									
	Betriebsgebäude	2000									
	Betriebsgebäude	1999									
	Betriebsgebäude	1998									
	Betriebsgebäude	1996									
	Betriebsgebäude	1995									
	Betriebsgebäude	1994									
	Betriebsgebäude	1993									
	Verwaltungsgebäude	2015									
	Verwaltungsgebäude	2014									
	Verwaltungsgebäude	1999									
	Verwaltungsgebäude	1998									
	Verwaltungsgebäude	1993									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2015									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2014									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2013									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2012									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2011									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2010									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2009									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2008									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2007									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2006									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2005									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2004									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2003									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2002									
	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr	2001									
	Werkzeuge/Geräte	2015									
	Werkzeuge/Geräte	2014									
	Werkzeuge/Geräte	2013									
	Werkzeuge/Geräte	2012									
	Werkzeuge/Geräte	2011									

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

			Neuanlagen								
			Altanlagen								
			Gesamt								
Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			AJ	Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum						
Netzid	Anlagengruppe				01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2015	1,0000								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014	1,0164								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013	1,0343								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2012	1,0539								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2011	1,0804								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2007	1,1811								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006	1,2334								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005	1,2613								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000	1,3180								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999	1,3274								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998	1,3195								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996	1,3072								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1994	1,3401								
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1993	1,3681								
I	Betriebsgebäude	2015	1,0000								
I	Betriebsgebäude	2014	1,0164								
I	Betriebsgebäude	2013	1,0343								
I	Betriebsgebäude	2012	1,0539								
I	Betriebsgebäude	2006	1,1389								
I	Betriebsgebäude	2007	1,1811								
I	Betriebsgebäude	2005	1,2334								
I	Betriebsgebäude	2005	1,2613								
I	Betriebsgebäude	2004	1,2875								
I	Betriebsgebäude	2001	1,3133								
I	Betriebsgebäude	2000	1,3180								
I	Betriebsgebäude	1999	1,3274								
I	Betriebsgebäude	1999	1,3195								
I	Betriebsgebäude	1996	1,3072								
I	Betriebsgebäude	1995	1,3102								
I	Betriebsgebäude	1994	1,3401								
I	Betriebsgebäude	1993	1,3681								
I	Verwaltungsgebäude	2015	1,0000								
I	Verwaltungsgebäude	2014	1,0164								
I	Verwaltungsgebäude	1999	1,3274								
I	Verwaltungsgebäude	1996	1,3195								
I	Verwaltungsgebäude	1993	1,3681								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2015	1,0000								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2014	0,9877								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2013	0,9803								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2012	0,9821								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2011	0,9952								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2010	1,0430								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2009	1,0514								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2008	1,0166								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2007	1,0586								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2006	1,0820								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2005	1,1386								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2004	1,1825								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2003	1,1999								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2002	1,2170								
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2001	1,2100								
I	Werkzeuge/Geräte	2015	1,0000								
I	Werkzeuge/Geräte	2014	0,9877								
I	Werkzeuge/Geräte	2013	0,9803								
I	Werkzeuge/Geräte	2012	0,9821								
I	Werkzeuge/Geräte	2011	0,9952								

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu (NW) zum					
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2015						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2012						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2011						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2007						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1995						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1994						
I	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1993						
I	Betriebsgebäude	2015						
I	Betriebsgebäude	2014						
I	Betriebsgebäude	2013						
I	Betriebsgebäude	2012						
I	Betriebsgebäude	2009						
I	Betriebsgebäude	2007						
I	Betriebsgebäude	2005						
I	Betriebsgebäude	2005						
I	Betriebsgebäude	2004						
I	Betriebsgebäude	2001						
I	Betriebsgebäude	2000						
I	Betriebsgebäude	1999						
I	Betriebsgebäude	1998						
I	Betriebsgebäude	1996						
I	Betriebsgebäude	1995						
I	Betriebsgebäude	1994						
I	Betriebsgebäude	1993						
I	Verwaltungsgebäude	2015						
I	Verwaltungsgebäude	2014						
I	Verwaltungsgebäude	1999						
I	Verwaltungsgebäude	1998						
I	Verwaltungsgebäude	1993						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2015						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2014						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2013						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2012						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2011						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2010						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2009						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2008						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2007						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2005						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2005						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2004						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2003						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2002						
I	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte), Verr	2001						
I	Werkzeuge/Geräte	2015						
I	Werkzeuge/Geräte	2014						
I	Werkzeuge/Geräte	2013						
I	Werkzeuge/Geräte	2012						
I	Werkzeuge/Geräte	2011						

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum				
NetzId	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
I	Werkzeuge/Geräte	2010									
I	Werkzeuge/Geräte	2009									
I	Werkzeuge/Geräte	2008									
I	Werkzeuge/Geräte	2007									
I	Werkzeuge/Geräte	2006									
I	Werkzeuge/Geräte	2005									
I	Werkzeuge/Geräte	2004									
I	Werkzeuge/Geräte	2003									
I	Werkzeuge/Geräte	2002									
I	Werkzeuge/Geräte	2001									
I	Lagereinrichtung	2015									
I	Lagereinrichtung	2014									
I	Lagereinrichtung	2013									
I	Lagereinrichtung	2012									
I	Lagereinrichtung	2011									
I	Lagereinrichtung	2010									
I	Lagereinrichtung	2009									
I	Lagereinrichtung	2008									
I	Lagereinrichtung	2007									
I	Lagereinrichtung	2006									
I	Lagereinrichtung	2005									
I	Lagereinrichtung	2004									
I	Lagereinrichtung	2003									
I	Lagereinrichtung	2002									
I	Lagereinrichtung	2001									
I	Hardware	2015									
I	Hardware	2014									
I	Hardware	2013									
I	Hardware	2012									
I	Hardware	2011									
I	Hardware	2010									
I	Hardware	2009									
I	Hardware	2008									
I	Hardware	2007									
I	Hardware	2006									
I	Hardware	2005									
I	Hardware	2004									
I	Hardware	2003									
I	Software	2015									
I	Software	2014									
I	Software	2013									
I	Software	2012									
I	Software	2011									
I	Software	2009									
I	Software	2008									
I	Software	2006									
I	Leichtfahrzeuge	2015									
I	Leichtfahrzeuge	2014									
I	Leichtfahrzeuge	2013									
I	Leichtfahrzeuge	2012									
I	Leichtfahrzeuge	2011									
I	Leichtfahrzeuge	2010									
I	Leichtfahrzeuge	2009									
I	Leichtfahrzeuge	2008									
I	Leichtfahrzeuge	2007									
I	Leichtfahrzeuge	2006									
I	Schwerfahrzeuge	2009									
I	Schwerfahrzeuge	1999									
I	Erdgasverdrichtung	2015									
I	Erdgasverdrichtung	2014									
I	Erdgasverdrichtung	2013									

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Restwerte zu AktK zum							Abschreibungen zu AktK zum						
Netzd	Anlagegruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022			
	Werkzeuge/Geräte	2010													
	Werkzeuge/Geräte	2009													
	Werkzeuge/Geräte	2008													
	Werkzeuge/Geräte	2007													
	Werkzeuge/Geräte	2006													
	Werkzeuge/Geräte	2005													
	Werkzeuge/Geräte	2004													
	Werkzeuge/Geräte	2003													
	Werkzeuge/Geräte	2002													
	Werkzeuge/Geräte	2001													
	Lagereinrichtung	2015													
	Lagereinrichtung	2014													
	Lagereinrichtung	2013													
	Lagereinrichtung	2012													
	Lagereinrichtung	2011													
	Lagereinrichtung	2010													
	Lagereinrichtung	2009													
	Lagereinrichtung	2008													
	Lagereinrichtung	2007													
	Lagereinrichtung	2006													
	Lagereinrichtung	2005													
	Lagereinrichtung	2004													
	Lagereinrichtung	2003													
	Lagereinrichtung	2002													
	Lagereinrichtung	2001													
	Hardware	2015													
	Hardware	2014													
	Hardware	2013													
	Hardware	2012													
	Hardware	2011													
	Hardware	2010													
	Hardware	2009													
	Hardware	2008													
	Hardware	2007													
	Hardware	2006													
	Hardware	2005													
	Hardware	2004													
	Hardware	2003													
	Software	2015													
	Software	2014													
	Software	2013													
	Software	2012													
	Software	2011													
	Software	2009													
	Software	2008													
	Software	2006													
	Leichtfahrzeuge	2015													
	Leichtfahrzeuge	2014													
	Leichtfahrzeuge	2013													
	Leichtfahrzeuge	2012													
	Leichtfahrzeuge	2011													
	Leichtfahrzeuge	2010													
	Leichtfahrzeuge	2009													
	Leichtfahrzeuge	2008													
	Leichtfahrzeuge	2007													
	Leichtfahrzeuge	2006													
	Schwerfahrzeuge	2006													
	Schwerfahrzeuge	1994													
	Erdgasverrichtung	2015													
	Erdgasverrichtung	2014													
	Erdgasverrichtung	2013													

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Faktor zur	Restwerte zu TNW zum							
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	Bestimmung der TNW	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
I	Werkzeuge/Gerate	2010	1,0430								
I	Werkzeuge/Gerate	2009	1,0514								
I	Werkzeuge/Gerate	2008	1,0166								
I	Werkzeuge/Gerate	2007	1,0686								
I	Werkzeuge/Gerate	2006	1,0820								
I	Werkzeuge/Gerate	2005	1,1386								
I	Werkzeuge/Gerate	2004	1,1825								
I	Werkzeuge/Gerate	2003	1,1989								
I	Werkzeuge/Gerate	2002	1,2170								
I	Werkzeuge/Gerate	2001	1,2100								
I	Lagereinrichtung	2015	1,0000								
I	Lagereinrichtung	2014	0,9877								
I	Lagereinrichtung	2013	0,9803								
I	Lagereinrichtung	2012	0,9821								
I	Lagereinrichtung	2011	0,9952								
I	Lagereinrichtung	2010	1,0430								
I	Lagereinrichtung	2009	1,0514								
I	Lagereinrichtung	2008	1,0166								
I	Lagereinrichtung	2007	1,0686								
I	Lagereinrichtung	2006	1,0820								
I	Lagereinrichtung	2005	1,1386								
I	Lagereinrichtung	2004	1,1825								
I	Lagereinrichtung	2003	1,1989								
I	Lagereinrichtung	2002	1,2170								
I	Lagereinrichtung	2001	1,2100								
I	Hardware	2015	1,0000								
I	Hardware	2014	0,9877								
I	Hardware	2013	0,9803								
I	Hardware	2012	0,9821								
I	Hardware	2011	0,9952								
I	Hardware	2010	1,0430								
I	Hardware	2009	1,0514								
I	Hardware	2008	1,0166								
I	Hardware	2007	1,0686								
I	Hardware	2006	1,0820								
I	Hardware	2005	1,1386								
I	Hardware	2004	1,1825								
I	Hardware	2003	1,1989								
I	Software	2015	1,0000								
I	Software	2014	0,9877								
I	Software	2013	0,9803								
I	Software	2012	0,9821								
I	Software	2011	0,9952								
I	Software	2009	1,0166								
I	Software	2006	1,0820								
I	Leichtfahrzeuge	2015	1,0000								
I	Leichtfahrzeuge	2014	0,9877								
I	Leichtfahrzeuge	2013	0,9803								
I	Leichtfahrzeuge	2012	0,9821								
I	Leichtfahrzeuge	2011	0,9952								
I	Leichtfahrzeuge	2010	1,0430								
I	Leichtfahrzeuge	2009	1,0514								
I	Leichtfahrzeuge	2008	1,0166								
I	Leichtfahrzeuge	2007	1,0686								
I	Leichtfahrzeuge	2006	1,0820								
I	Schwerfahrzeuge	2006	1,0820								
I	Schwerfahrzeuge	1994	1,2689								
I	Erdgasverdichtung	2015	1,0000								
I	Erdgasverdichtung	2014	0,9877								
I	Erdgasverdichtung	2013	0,9803								

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Abrechnungen zu INW zum						
Netzid	Anlagegruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Werkzeuge/Geräte	2010						
	Werkzeuge/Geräte	2009						
	Werkzeuge/Geräte	2008						
	Werkzeuge/Geräte	2007						
	Werkzeuge/Geräte	2006						
	Werkzeuge/Geräte	2005						
	Werkzeuge/Geräte	2004						
	Werkzeuge/Geräte	2003						
	Werkzeuge/Geräte	2002						
	Werkzeuge/Geräte	2001						
	Lagereinrichtung	2015						
	Lagereinrichtung	2014						
	Lagereinrichtung	2013						
	Lagereinrichtung	2012						
	Lagereinrichtung	2011						
	Lagereinrichtung	2010						
	Lagereinrichtung	2009						
	Lagereinrichtung	2008						
	Lagereinrichtung	2007						
	Lagereinrichtung	2006						
	Lagereinrichtung	2005						
	Lagereinrichtung	2004						
	Lagereinrichtung	2003						
	Lagereinrichtung	2002						
	Lagereinrichtung	2001						
	Hardware	2015						
	Hardware	2014						
	Hardware	2013						
	Hardware	2012						
	Hardware	2011						
	Hardware	2010						
	Hardware	2009						
	Hardware	2008						
	Hardware	2007						
	Hardware	2006						
	Hardware	2005						
	Hardware	2004						
	Hardware	2003						
	Software	2015						
	Software	2014						
	Software	2013						
	Software	2012						
	Software	2011						
	Software	2009						
	Software	2008						
	Software	2007						
	Software	2006						
	Leichtfahrzeuge	2015						
	Leichtfahrzeuge	2014						
	Leichtfahrzeuge	2013						
	Leichtfahrzeuge	2012						
	Leichtfahrzeuge	2011						
	Leichtfahrzeuge	2010						
	Leichtfahrzeuge	2009						
	Leichtfahrzeuge	2008						
	Leichtfahrzeuge	2007						
	Leichtfahrzeuge	2006						
	Schwerfahrzeuge	2006						
	Schwerfahrzeuge	1994						
	Erdgasverdrichtung	2015						
	Erdgasverdrichtung	2014						
	Erdgasverdrichtung	2013						

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		AKHK		Rechnette zu AKHK zum							
Netzd	Anlagegruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
	Erdgasverdichtung	2012									
	Erdgasverdichtung	2011									
	Erdgasverdichtung	2008									
	Erdgasverdichtung	2007									
	Erdgasverdichtung	2006									
	Erdgasverdichtung	2005									
	Erdgasverdichtung	2003									
	Erdgasverdichtung	2002									
	Erdgasverdichtung	2001									
	Erdgasverdichtung	2000									
	Erdgasverdichtung	1999									
	Erdgasverdichtung	1998									
	Erdgasverdichtung	1997									
	Erdgasverdichtung	1996									
	Erdgasverdichtung	1994									
	Erdgasverdichtung	1993									
	Gasreinigungsanlagen	2015									
	Gasreinigungsanlagen	2014									
	Gasreinigungsanlagen	2012									
	Gasreinigungsanlagen	2011									
	Gasreinigungsanlagen	2009									
	Gasreinigungsanlagen	2008									
	Gasreinigungsanlagen	2005									
	Gasreinigungsanlagen	2000									
	Gasreinigungsanlagen	1998									
	Gasreinigungsanlagen	1996									
	Gasreinigungsanlagen	1994									
	Gasreinigungsanlagen	1993									
	Piping und Armaturen	2015									
	Piping und Armaturen	2014									
	Piping und Armaturen	2013									
	Piping und Armaturen	2007									
	Piping und Armaturen	2006									
	Piping und Armaturen	2005									
	Piping und Armaturen	1999									
	Piping und Armaturen	1998									
	Piping und Armaturen	1996									
	Piping und Armaturen	1994									
	Piping und Armaturen	1993									
	Gasmessanlagen	2015									
	Gasmessanlagen	2014									
	Gasmessanlagen	2013									
	Gasmessanlagen	2012									
	Gasmessanlagen	2010									
	Gasmessanlagen	2009									
	Gasmessanlagen	2000									
	Gasmessanlagen	1998									
	Gasmessanlagen	1996									
	Gasmessanlagen	1993									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2009									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2007									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2006									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2002									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1999									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1996									
	Sicherheitsrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1993									
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2015									
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2014									

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum							
NetzId	Anlagengruppe	AJ		01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Erdgasverdichtung	2012	0,9821								
	Erdgasverdichtung	2011	0,9952								
	Erdgasverdichtung	2008	1,0166								
	Erdgasverdichtung	2007	1,0686								
	Erdgasverdichtung	2006	1,0820								
	Erdgasverdichtung	2005	1,1386								
	Erdgasverdichtung	2003	1,1989								
	Erdgasverdichtung	2002	1,2170								
	Erdgasverdichtung	2001	1,2100								
	Erdgasverdichtung	2000	1,2491								
	Erdgasverdichtung	1999	1,2720								
	Erdgasverdichtung	1998	1,2536								
	Erdgasverdichtung	1997	1,2536								
	Erdgasverdichtung	1996	1,2673								
	Erdgasverdichtung	1994	1,2689								
	Erdgasverdichtung	1993	1,2720								
	Gasreinigungsanlagen	2015	1,0000								
	Gasreinigungsanlagen	2014	0,9877								
	Gasreinigungsanlagen	2012	0,9821								
	Gasreinigungsanlagen	2011	0,9952								
	Gasreinigungsanlagen	2009	1,0514								
	Gasreinigungsanlagen	2008	1,0166								
	Gasreinigungsanlagen	2006	1,0820								
	Gasreinigungsanlagen	2005	1,1386								
	Gasreinigungsanlagen	2000	1,2491								
	Gasreinigungsanlagen	1999	1,2720								
	Gasreinigungsanlagen	1996	1,2536								
	Gasreinigungsanlagen	1996	1,2673								
	Gasreinigungsanlagen	1994	1,2689								
	Gasreinigungsanlagen	1993	1,2720								
	Piping und Armaturen	2015	1,0000								
	Piping und Armaturen	2014	0,9877								
	Piping und Armaturen	2013	0,9803								
	Piping und Armaturen	2007	1,0686								
	Piping und Armaturen	2006	1,0820								
	Piping und Armaturen	2005	1,1386								
	Piping und Armaturen	1999	1,2720								
	Piping und Armaturen	1996	1,2536								
	Piping und Armaturen	1996	1,2673								
	Piping und Armaturen	1994	1,2689								
	Piping und Armaturen	1993	1,2720								
	Gasmessanlagen	2015	1,0000								
	Gasmessanlagen	2014	0,9877								
	Gasmessanlagen	2013	0,9803								
	Gasmessanlagen	2012	0,9821								
	Gasmessanlagen	2010	1,0430								
	Gasmessanlagen	2009	1,0514								
	Gasmessanlagen	2000	1,2491								
	Gasmessanlagen	1999	1,2720								
	Gasmessanlagen	1996	1,2673								
	Gasmessanlagen	1993	1,2720								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2009	1,0514								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2007	1,0686								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2006	1,0820								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2002	1,2170								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1999	1,2720								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1996	1,2673								
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1993	1,2720								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2015	1,0000								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2014	0,9677								

Ausgaben zur Anlage/Anlagegruppe		Abschreibungen zu (NW) zum						
Netzd	Anlagegruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Erdgasverdrichtung	2012						
	Erdgasverdrichtung	2011						
	Erdgasverdrichtung	2008						
	Erdgasverdrichtung	2007						
	Erdgasverdrichtung	2006						
	Erdgasverdrichtung	2005						
	Erdgasverdrichtung	2003						
	Erdgasverdrichtung	2002						
	Erdgasverdrichtung	2001						
	Erdgasverdrichtung	2000						
	Erdgasverdrichtung	1999						
	Erdgasverdrichtung	1998						
	Erdgasverdrichtung	1997						
	Erdgasverdrichtung	1996						
	Erdgasverdrichtung	1994						
	Erdgasverdrichtung	1993						
	Erdgasverdrichtung	2015						
	Gasreinigungsanlagen	2014						
	Gasreinigungsanlagen	2012						
	Gasreinigungsanlagen	2011						
	Gasreinigungsanlagen	2009						
	Gasreinigungsanlagen	2008						
	Gasreinigungsanlagen	2006						
	Gasreinigungsanlagen	2005						
	Gasreinigungsanlagen	2000						
	Gasreinigungsanlagen	1999						
	Gasreinigungsanlagen	1998						
	Gasreinigungsanlagen	1996						
	Gasreinigungsanlagen	1994						
	Gasreinigungsanlagen	1993						
	Gasreinigungsanlagen	2015						
	Gasreinigungsanlagen	2014						
	Gasreinigungsanlagen	2012						
	Gasreinigungsanlagen	2011						
	Gasreinigungsanlagen	2009						
	Gasreinigungsanlagen	2008						
	Gasreinigungsanlagen	2006						
	Gasreinigungsanlagen	2005						
	Gasreinigungsanlagen	2000						
	Gasreinigungsanlagen	1999						
	Gasreinigungsanlagen	1996						
	Gasreinigungsanlagen	1993						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	2009						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	2007						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	2006						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	2002						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	1999						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	1996						
	Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdrichteranlagen)	1993						
	Leit- und Energieoptik (Erdgasverdrichteranlagen)	2015						
	Leit- und Energieoptik (Erdgasverdrichteranlagen)	2014						

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			AKHK				Restwerte zu AKHK zum				
Netzkd	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2013									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2012									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2011									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2000									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2007									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2006									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2005									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2004									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2003									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2001									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2000									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1999									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1998									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1996									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1994									
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1993									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2015									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2014									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2013									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2012									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2007									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2006									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2005									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2001									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2000									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1999									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1998									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1996									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1994									
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1993									
I	Verkehrswege	2015									
I	Verkehrswege	2014									
I	Verkehrswege	2006									
I	Verkehrswege	1998									
I	Verkehrswege	1997									
I	Verkehrswege	1996									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2015									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2014									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2013									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2012									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2011									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2006									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2005									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2003									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2001									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2000									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1999									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1997									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1996									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1995									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1994									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1993									
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1992									
I	Molchschieusen	1999									
I	Molchschieusen	1997									
I	Molchschieusen	1994									
I	Molchschieusen	1993									
I	Molchschieusen	1992									
I	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015									
I	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014									

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Restwerte zu THW zum									
Netzzid	Anlagegruppe	AJ	Bestimmung der THW	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2013	0,9803								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2012	0,9821								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2011	0,9952								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2009	1,0166								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2007	1,0566								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2006	1,0820								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2005	1,1366								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2004	1,1825								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2003	1,1968								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2001	1,2109								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2000	1,2491								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1999	1,2720								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1998	1,2536								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1996	1,2673								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1994	1,2689								
	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1993	1,2720								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2015	1,0000								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2014	0,9877								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2013	0,9900								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2012	0,9871								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2007	1,0596								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2006	1,0820								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2005	1,1366								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2001	1,2160								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2000	1,2491								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1999	1,2720								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1998	1,2536								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1990	1,2673								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1994	1,2689								
	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1993	1,2720								
	Verkehrswege	2015	1,0000								
	Verkehrswege	2014	1,0164								
	Verkehrswege	2005	1,2334								
	Verkehrswege	1998	1,3165								
	Verkehrswege	1997	1,3183								
	Verkehrswege	1996	1,3072								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2015	1,0000								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2014	1,0000								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2013	1,0000								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2012	1,0000								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2011	1,0172								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2006	1,1464								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2005	1,1729								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2003	1,2878								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2001	1,2940								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	2000	1,3116								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1999	1,3430								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1997	1,3181								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1996	1,2988								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1995	1,2709								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1994	1,3197								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1993	1,3346								
	RohrleitungsmHAl Stahl PE ummantelt > 16 bar	1992	1,3161								
	Melchschleusen	1999	1,2720								
	Melchschleusen	1997	1,2536								
	Melchschleusen	1994	1,2689								
	Melchschleusen	1993	1,2720								
	Melchschleusen	1992	1,2735								
	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015	1,0000								
	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014	0,9877								

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu TNW zum						
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2013						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2012						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2011						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2008						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2007						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2006						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2005						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2004						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2003						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2001						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2000						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1999						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1998						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1996						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1995						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1994						
I	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1993						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2015						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2014						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2013						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2012						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2007						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2006						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2005						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2001						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2000						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1999						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1998						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1996						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1994						
I	Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1993						
I	Verkehrswege	2015						
I	Verkehrswege	2014						
I	Verkehrswege	2006						
I	Verkehrswege	1998						
I	Verkehrswege	1997						
I	Verkehrswege	1996						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2015						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2014						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2013						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2012						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2011						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2006						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2005						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2003						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2001						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2000						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1999						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1998						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1997						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1996						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1995						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1994						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1993						
I	Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1992						
I	Molchschieusen	1999						
I	Molchschieusen	1997						
I	Molchschieusen	1994						
I	Molchschieusen	1993						
I	Molchschieusen	1992						
I	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015						
I	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014						

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK	Restwerte zu AKHK zum								
Netzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzstreifen	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2018
1	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011									
1	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999									

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Restwerte zu AKHK zum		Abschreibungen zu AKHK zum							
Netzd	Anlagegruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011									
	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1993									

Angaben zur Anlage/Anlagegruppe		Restwerte zu TNW zum										
NatId	Anlagegruppe	AJ	Faktor zur Bestimmung der TNW		01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Leit- und Energieleittechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen) Leit- und Energieleittechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011 1999	0,9952 1,2720									

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu TNW zum						
		AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
Netzd	Anlagengruppe							
	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zählanlagen)	2011						
	Leit- und Energietechnik (Netz-, Regel- und Zählanlagen)	1999						

**Ermittlung der im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparemeter
anzusetzenden Kosten („Überleitungsrechnung“)**

Gemäß § 14 Abs. 1 ARegV werden die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparemeter 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 Aufwandsparemeter 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.

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 keine 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 21.12.2016 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 44.666 € in verschiedenen Kostenpositionen als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde gesamthaft von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Gemäß dem Inhalt der Betriebsvereinbarung handelt es sich dabei um die Umsetzung gesetzlicher Vorgaben zum Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutz. Kosten, die auf gesetzlichen Vorgaben beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.
- Der Netzbetreiber hat bei der Überleitungsrechnung die Betriebsvereinbarung zum Betrieblichen Eingliederungsmanagement (BEM) bei § 11 Abs. 2 Nr. 9 angegeben. Im Basisjahr sind für diese Betriebsvereinbarung noch keine Kosten, die übergeleitet werden sollen, entstanden. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wird gesamthaft von der Beschlusskammer 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.
- Der Netzbetreiber hat negative Kosten in Höhe von 367.422 € in der Kostenposition ATZ als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 geltend gemacht. Die negativen Kosten wurden umgebucht und als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse anerkannt.

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:

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

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

Tabelle: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten¹

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

Tabelle: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)²

¹ http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrisrenditen.html

² <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_{real}) in Höhe von 5,45 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 1,03 %.

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 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.

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

Anlage III

Anlagengruppe	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten
I. Allgemeine Anlagen	116.690.428,72	15.045.048,71
1. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		
2. Betriebsgebäude		
3. Verwaltungsgebäude		
4. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen		
5. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen		
6. Werkzeuge/Geräte		
7. Lagereinrichtung		
8. Hardware		
9.2 Software		
10.1 Leichtfahrzeuge		
10.2 Schwerfahrzeuge		
II. Gasbehälter		
III. Erdgasverdichteranlagen	525.341.239,00	33.601.019,46
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	2.057.895.635,78	160.322.959,56
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. Motzschleusen		
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)		
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	4.253.239,00	463.186,14
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		
	Annuitätische Kosten des SAV	149.452.213,87
Weitere Vermögenspositionen	Durchschnittlicher Bestand	Zusätzliche Verzinsung
a) Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	11.115.723,71	282.339,38
b) Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	12.750.054,76	323.851,39
c) Grundstücke zu AK/HK	19.173.640,35	487.010,46
d) Sonstiges		
e) Bilanzwerte der Finanzanlagen	29.808,33	757,13
f) Bilanzwerte des Umlaufvermögens	31.045.586,17	788.557,89
	Zusätzliche Zinsen	1.882.516,26

Anlagengruppe	Jahr	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2015		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2012		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2011		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2007		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1994		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1993		
Betriebsgebäude	2015		
Betriebsgebäude	2014		
Betriebsgebäude	2013		
Betriebsgebäude	2012		
Betriebsgebäude	2008		
Betriebsgebäude	2007		
Betriebsgebäude	2006		
Betriebsgebäude	2005		
Betriebsgebäude	2004		
Betriebsgebäude	2001		
Betriebsgebäude	2000		
Betriebsgebäude	1999		
Betriebsgebäude	1998		
Betriebsgebäude	1996		
Betriebsgebäude	1995		
Betriebsgebäude	1994		
Betriebsgebäude	1993		
Verwaltungsgebäude	2015		
Verwaltungsgebäude	2014		
Verwaltungsgebäude	1999		
Verwaltungsgebäude	1998		
Verwaltungsgebäude	1993		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2015		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2014		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2013		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2012		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2011		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2010		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2009		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2008		
Werkzeuge/Geräte	2015		
Werkzeuge/Geräte	2014		
Werkzeuge/Geräte	2013		
Werkzeuge/Geräte	2012		
Werkzeuge/Geräte	2011		
Werkzeuge/Geräte	2010		
Werkzeuge/Geräte	2009		
Werkzeuge/Geräte	2008		
Werkzeuge/Geräte	2007		
Werkzeuge/Geräte	2006		
Werkzeuge/Geräte	2005		
Werkzeuge/Geräte	2004		
Werkzeuge/Geräte	2003		
Werkzeuge/Geräte	2002		
Lagereinrichtung	2015		
Lagereinrichtung	2014		
Lagereinrichtung	2013		
Lagereinrichtung	2012		
Lagereinrichtung	2011		
Lagereinrichtung	2010		
Lagereinrichtung	2009		
Lagereinrichtung	2008		
Lagereinrichtung	2007		
Lagereinrichtung	2006		
Lagereinrichtung	2005		
Lagereinrichtung	2004		
Lagereinrichtung	2003		
Lagereinrichtung	2002		
Hardware	2015		
Hardware	2014		
Hardware	2013		
Hardware	2012		
Software	2015		
Software	2014		
Software	2013		
Leichtfahrzeuge	2015		
Leichtfahrzeuge	2014		
Leichtfahrzeuge	2013		
Leichtfahrzeuge	2012		
Leichtfahrzeuge	2011		
Erdgasverdichtung	2015		
Erdgasverdichtung	2014		
Erdgasverdichtung	2013		
Erdgasverdichtung	2012		
Erdgasverdichtung	2011		

Erdgasverdichtung	2008
Erdgasverdichtung	2007
Erdgasverdichtung	2006
Erdgasverdichtung	2005
Erdgasverdichtung	2003
Erdgasverdichtung	2002
Erdgasverdichtung	2001
Erdgasverdichtung	2000
Erdgasverdichtung	1999
Erdgasverdichtung	1998
Erdgasverdichtung	1997
Erdgasverdichtung	1996
Erdgasverdichtung	1994
Erdgasverdichtung	1993
Gasreinigungsanlagen	2015
Gasreinigungsanlagen	2014
Gasreinigungsanlagen	2012
Gasreinigungsanlagen	2011
Gasreinigungsanlagen	2009
Gasreinigungsanlagen	2008
Gasreinigungsanlagen	2006
Gasreinigungsanlagen	2005
Gasreinigungsanlagen	2000
Gasreinigungsanlagen	1999
Gasreinigungsanlagen	1998
Gasreinigungsanlagen	1996
Gasreinigungsanlagen	1994
Gasreinigungsanlagen	1993
Piping und Armaturen	2015
Piping und Armaturen	2014
Piping und Armaturen	2013
Piping und Armaturen	2007
Piping und Armaturen	2006
Piping und Armaturen	2005
Piping und Armaturen	1999
Piping und Armaturen	1998
Piping und Armaturen	1996
Piping und Armaturen	1994
Piping und Armaturen	1993
Gasmessanlagen	2015
Gasmessanlagen	2014
Gasmessanlagen	2013
Gasmessanlagen	2012
Gasmessanlagen	2010
Gasmessanlagen	2009
Gasmessanlagen	2000
Gasmessanlagen	1999
Gasmessanlagen	1996
Gasmessanlagen	1993
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2009
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2007
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2006
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	2002
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1999
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1996
Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	1993
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2015
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2014
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2013
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2012
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2011
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2008
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2007
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2005
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2005
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2004
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2003
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2001
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	2000
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1999
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1998
Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	1996
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2015
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2014
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2013
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2012
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2007
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2006
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2005
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2001
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	2000
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1999
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1998
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1996
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1994
Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	1993
Verkehrswege	2015
Verkehrswege	2014
Verkehrswege	2006
Verkehrswege	1998
Verkehrswege	1997

Verkehrswege	1996
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2015
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2014
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2013
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2012
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2011
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2006
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2005
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2003
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2001
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	2000
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1999
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1997
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1996
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1995
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1994
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1993
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	1992
Molchschieusen	1999
Molchschieusen	1997
Molchschieusen	1994
Molchschieusen	1993
Molchschieusen	1992
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011

Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau

Anlage IV

Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV

Kosten

Erlöse

Saldo

	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		
Summe	17.203.126	367.422	16.835.704

Aufwandsparameter

Anlage V

	Netzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten]
1 Aufwandsgleiche Kosten			148.778.574	136.142.228
1.1 Materialaufwand				
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				
1.2 Personalaufwand				
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				
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen				
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				
1.4 sonstige betriebliche Steuern				
1.4.1 KFZ-Steuer				
1.4.2 Grundsteuer				
1.4.3 Sonstiges				
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen				
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 Bürobedarf, 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 Ausflügen				
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 vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV				
1.5.18 Sonstiges				
2 Kalkulatorische Abschreibungen			87.263.935	149.876.920
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen				
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen				
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung			56.896.500	1.882.516
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer			7.822.349	7.822.349
I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			300.751.358	295.724.013
5 Kostenmindernde Erlöse			165.500	165.500
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben				
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste				
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschafftheiten				
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)				
6 Bestandsveränderungen			-	-
7 andere aktivierte Eigenleistungen			3.855.751	3.855.751
8 sonstige betriebliche Erträge			19.957.407	19.957.407
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen				
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 6 Abs. 4 GasNZV				
8.4 Andere sonstige Erträge				
9 Erträge aus Beteiligungen			1.336	1.336
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens			78	78
11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			-	-
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 Vermögensgegenständen, 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 gegen 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			-	-
I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge			23.980.072	23.980.072
II. Netzkosten			276.771.286	271.743.941
			136.142.228	136.142.228

OPEX

136.142.228

136.142.228

CAPEX	156.786.781	151.759.436
kostenmindernde Erl. und Ertr.	23.980.072	23.980.072
Kalk. Gewerbesteuer	7.822.349	7.822.349
Aufwandsparameter	276.771.286	271.743.941