



**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 die Beisitzende als Vorsitzende

Anne Christine Zeidler

den Beisitzer

Roland Naas

und die Beisitzerin

Dr. Ulrike Schimmel,

gegenüber der Creos Deutschland GmbH, Am Zunderbaum 9, 66424 Homburg, vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 27.06.2019 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 gemäß **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2018 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. 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 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 gemäß § 6 Abs. 1 ARegV

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK9-15/605-1 bis 6, ABI. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 06.01.2017 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu schriftlich sowie im Anhörungstermin vom 15.03.2017 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahmen hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 08.05.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt. Aufgrund der Entscheidung des Netzbetreibers, die Investitionsmaßnahmen nach § 34 Abs. 7 S. 5 ARegV zum Ende der zweiten Regulierungsperiode auslaufen zu lassen, kam es zu einer entsprechend aktualisierten Mitteilung mit Schreiben vom 18.07.2017 (**Anlage I**).

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

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV hat die Beschlusskammer Informationen beim Netzbetreiber abgefragt. Der Netzbetreiber hat insoweit eine Überleitungsrechnung im Rahmen der erforderlichen Kostendatenerhebung (BK9-15/605-1 bis 6, ABI. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) 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 06.07.2017 das Ergebnis der Überprüfung der Überleitungsrechnung mitgeteilt. Hierzu hat der Netzbetreiber am 07.07.2017 Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 18.07.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Ausgangsniveaus sowie das Ergebnis der Vergleichbarkeitsrechnung samt Aufwandsparametern mitgeteilt.

Der für die Ermittlung des Effizienzwerts zugrunde gelegte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ist der **Anlage IV** zu entnehmen.

### **3. Durchführung des Effizienzvergleichs gemäß § 12 Abs. 1 ARegV**

Um einen Effizienzvergleich gemäß § 12 Abs. 1 ARegV durchführen zu können, hat die Bundesnetzagentur Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV ermittelt. Hierfür war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 17.05.2016 (BK9-15/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte grundsätzlich bis zum 15.09.2016 zu erfolgen.

Nach Ablauf dieser Frist wurden weitere Daten bei betroffenen Netzbetreibern abgefragt: Mit Schreiben vom 06.10.2016 wurden Netzbetreiber ohne Konzessionsvertrag aufgefordert, Daten zum tatsächlichen Leitungsverlauf zu übermitteln; die Daten waren in einem standardisierten Vektordatenformat einzureichen. Mit Schreiben vom 06.12.2016 wurde die Datenabfrage bei diesen Netzbetreibern ohne Konzessionsvertrag erweitert. Zusätzlich mussten Daten zur Fläche und zu Bevölkerungszahlen übermittelt werden. Mit Schreiben vom 05.01.2017 wurden schließlich Daten von elf Netzbetreibern zum Einspeiselastgang aller Einspeisungen im Bezugsjahr angefordert. Hiermit sollten bereits gemeldete Werte zum Lastgang der betroffenen Netzbetreiber plausibilisiert werden.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber schließlich übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Schließlich wurden die Daten an ein externes Beraterkonsortium, bestehend aus Frontier Economics Ltd, Sigma-Hat Economics und Mitarbeitern des Lehrstuhls für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung zur Verfügung gestellt.

Am 19.07.2017 fand eine Konsultation der Netzbetreiber statt, die das methodische Vorgehen und mögliche im finalen Effizienzvergleichsmodell verwendete Parameter zum Gegenstand hatte. Dabei wurde den Netzbetreibern zunächst die Durchführung der Datenplausibilisierung u. a. mittels Historien-, Vollständigkeits- und Logikprüfungen präsentiert. Darüber hinaus wurde den Netzbetreibern das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt. Hierzu gehörten u. a.: die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, die Summe aller Ausspeisepunkte, die versorgte Fläche, die potenziellen Ausspeisepunkte, die potenzielle Jahreshöchstlast, die Leitungslänge, das Rohrvolumen, der durchschnittliche Rohrquerschnitt, die Bodenklassen, die Bevölkerungsentwicklung zwischen 2010 und 2015, der Bevölkerungsrückgang zwischen 2010 und 2015, die Netzlänge nach Druckbereichen, die regionale Transportkapazität, die Übernahme- und Übergabeanlagen, die Jahresarbeit und die Belegenheit des Netzes. Als Faktoren, die im Rahmen der Modellfindung zu berücksichtigen sind, wurden Signifikanz, Informationsgüte, Post-Estimation-Tests, ingenieurwissenschaftliche Plausibilität und die Robustheit der Ergebnisse genannt. Effizienzwerte oder ein konkretes Modell zur Berechnung der Effizienzwerte wurden nicht vorgestellt.

Im Nachgang zu dieser Konsultationsveranstaltung haben zahlreiche Netzbetreiber und Verbände zu den vorgestellten Inhalten Stellung genommen. Unter anderem wurde Folgendes vorgetragen:

Es seien weitere Konsultationen erforderlich; die bisherige Konsultation erfülle nicht die Voraussetzungen der ARegV, weil die bisherigen Informationen nicht ausreichten, um die Ermittlung der Effizienzwerte zu beurteilen.

Durch Modelle mit zu wenigen Vergleichsparametern werde die in § 13 ARegV genannte Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt und abgebildet; das Risiko unterspezifizierter Modelle müsse im Auge behalten werden, weil andernfalls das Verzerrungspotential hoch sei; die Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV müssten bei der Kostentreiberanalyse und der Modellfindung besondere Berücksichtigung finden; es sei zu erläutern, wie die Heterogenität überhaupt bei der Effizienzwertermittlung berücksichtigt werde.

Die zugrunde gelegten Parameterdefinitionen müssten eindeutig und einheitlich sein; die versorgte Fläche außerhalb des Konzessionsgebiets etwa solle berücksichtigt werden; bei Bevölkerungszahlen im Effizienzvergleich – sofern als Parameter zur Anwendung kommend – dürfe sich der Umstellungseffekt aus dem Zensus 2011 nicht auswirken; zudem seien bei allen Netzbetreibern Bevölkerungszahlen auf derselben statistischen Basis zu verwenden.

Die durchzuführende Ausreißeranalyse solle nicht nur den Vorgaben der ARegV, sondern auch dem Stand der Wissenschaft entsprechen, d. h. aktuelle Erkenntnisse der Verdeckung von Ausreißern seien zu berücksichtigen, um sog. „verdeckte Ausreißer“ zu identifizieren; der im Rahmen der Analyse zur Bestimmung der Ausreißer verwendete Grenzwert solle dem in der ARegV neu geregelten Fokus auf Heterogenität Rechnung tragen; mittels Cook's Distance seien „Ausreißer“ mit extremen Werten schon vor der eigentlichen Ausreißeranalyse auszuschließen.

Das Kriterium der Multikollinearität solle nicht überwertet werden und nicht zur Anwendung gelangen, um einzelne Parameter auszuschließen; daher sei ein alleiniges Abstellen auf statistische Signifikanz bei der Auswahl der Parameter nicht sachgerecht und stehe im Widerspruch zur Anforderung der ARegV, die die Heterogenität der Netzbetreiber in den Vordergrund rücke. Zentral bei Beurteilung der Modellgüte sei, wie gut das Benchmarkingmodell insgesamt die Benchmarkingkosten prognostizieren könne.

Der bei der Modellnetzanalyse gewählte „Grüne-Wiese-Ansatz“ bedinge starke Abstrahierung von Gegebenheiten in der Mehrzahl der „echten“ Netze; es werde nicht berücksichtigt, dass sich Netze im Zeitablauf verändern und sich an neue Anforderungen anpassen müssten; Investitionen in Gasnetze seien langfristig und irreversibel; es solle daher eine Dynamisierung des Modellnetzes in Betracht gezogen wer-

den. Es sei fraglich, ob festgestellte Zusammenhänge auch in der Realität vorzufinden seien; dies sei mit Sensitivitätsanalysen zu untersuchen oder – alternativ – seien Modellnetzanalysen nicht mit einem einzigen, abstrakt unrealistischen Netz durchzuführen, sondern die Ergebnisse mit einer Auswahl an realistischen und die wesentlichen Kostentreiber berücksichtigenden modellierten Netzen zu verifizieren. Mindestens alle in § 13 ARegV genannten Parameter müssten untersucht werden; Pfadabhängigkeiten führten zum de-facto-Ausschluss einiger Parameter, die in der Modellnetzanalyse nicht ausreichend gut abgeschnitten hätten. Außerdem dürfe die Modellnetzanalyse sich nicht nur auf Mitteldruck und Niederdruck beschränken, Verteilernetzbetreiber mit hohem Hochdruck-Anteil seien beispielsweise über Ausspeisepunkte >16 bar als Kostentreiber im Effizienzvergleich zu berücksichtigen; der City-Effekt müsse berücksichtigt werden.

Eine stufenweise Variablenselektion werde in der einschlägigen wissenschaftlichen Literatur sehr kritisch gesehen, denn sie könne zu verzerrten Gütemaßen führen; die Auswahl des „wahren“ Modells werde zusätzlich erschwert, wenn die zur Auswahl stehenden Parameter stark miteinander korrelierten. Als Ausgangspunkt für die Parameterwahl solle das Modell der letzten Regulierungsperiode als Alternativansatz berücksichtigt werden und es sollten weitere Parameter identifiziert werden, die für die Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber relevant sein könnten.

Bei Vorliegen von Heteroskedastizität seien die geschätzten Koeffizienten in der Kostentreiberanalyse verzerrt; die Kostentreiberanalyse könne damit zu einer falschen Auswahl von Vergleichsparametern führen. Auf der Stufe der Stochastischen Frontier Analyse (SFA) sei zusätzliche Vorsicht zur Sicherstellung der Homoskedastizität notwendig, weil ansonsten die Effizienzwerte verzerrt seien. Zur Beurteilung von Heteroskedastizität bei der SFA seien Testverfahren anzuwenden, welche der relevanten Annahmen der SFA, insbesondere in Bezug auf die Verteilung der Störterme, Rechnung trügen.

Die Beurteilung von Ausreißern in der Dateneinhüllungsanalyse (DEA) im Rahmen der Dominanzanalyse mittels F-Test sei nicht anwendbar, weil die Effizienzwerte aus einer nicht-parametrischen Untersuchung stammten und ein parametrischer Test zur Anwendung kommen solle. Zudem gehe der Test von der Annahme aus, dass die beiden zu vergleichenden Werte aus zwei unabhängigen Stichproben stammten, tatsächlich würden aber zwei verschiedene Effizienzwerte des gleichen Unternehmens

miteinander verglichen. Die Dominanzanalyse solle daher auf Basis nicht-parametrischer Tests durchgeführt werden, welche die „paired“-Struktur der vorliegenden Daten berücksichtigten.

Second-Stage-Analysen dürften nach dem Stand der Wissenschaft nicht für die SFA-Methode und auch nicht zur Modellvalidierung oder -plausibilisierung in der DEA angewendet werden. Geeigneter seien Sensitivitätsanalysen, die die Ergebnisse verschiedener Effizienzmodellrechnungen miteinander vergleichen.

Vergleichsparameter seien so auszuwählen, dass den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben Rechnung getragen werde, so seien z.B. „Ausspeisepunkte > 16 bar“ und „Rohrvolumen“ für Netzbetreiber zu berücksichtigen, die aufgrund der besonderen Struktur ein für große Transportkapazitäten ausgerichtetes Netz betreiben; es sei mindestens ein Parameter zur Berücksichtigung von Transportkapazitäten bereits im Startmodell notwendig.

Im Hinblick auf die besondere Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ohne Konzessionsvertrag sei eine mehrstufige Ausreißeranalyse durchzuführen; so könnten weitere Ausreißer (verdeckte Ausreißer) identifiziert werden. Mittels Cook's Distance sei zu prüfen, ob strukturell nicht vergleichbare Unternehmen im Datensatz vorhanden seien; diese seien ggf. aus allen weiteren Effizienzanalysen auszuschließen.

Mindestens folgende Parameter aus dem Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode seien anzuwenden: Leitungslänge, Rohrvolumen, Ausspeisepunkte, Versorgte Fläche, Ausgespeiste Jahreshöchstlast, Potentielle Ausspeisepunkte, Messstellen sowie Ausspeisepunkte HD > 16 bar an nachgelagerte Netze. Für ein belastbares Effizienzverfahren seien mindestens sechs Parameter notwendig. Die Parameter aus dem zweiten Effizienzvergleich berücksichtigten die Heterogenität der Verteilernetzbetreiber und gäben ein höheres Maß an Planungssicherheit. Zu fordern sei die Prüfung der Wirkung und Eignung der Parameter aus dem Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode; insbesondere sei zu überprüfen, ob Parameter wie „Leitungslänge“ und „Rohrvolumen“ wirklich redundant seien. Es sei darzulegen, ob sich das Effizienzmodell messbar verschlechtere, wenn die angeblich redundanten Parameter in ein Modell aufgenommen würden; dies gelte vor allem für die Parameter „Ausspeisepunkte“ und „Messstellen“.

Die Gruppe der Verteilernetzbetreiber sei nicht homogen; zur Abbildung der Heterogenität sei es nicht richtig, einzelne Unterschiedlichkeiten herauszugreifen und so eine scheinbar homogene Gruppe von Netzbetreibern zu simulieren; eine objektive Vergleichbarkeit dürfe nicht unterstellt, sondern müsse individuell sichergestellt werden. Keineswegs könne Heterogenität alleine über das Kriterium des Transportanteils im Netz des Verteilernetzbetreibers abgebildet werden; belastbare Berücksichtigung der Heterogenität sei nur über das Identifizieren sämtlicher Heterogenitäten der Netzbetreiber zueinander möglich.

Es gebe Netzbetreiber mit im Grundsatz drei unterschiedlichen Versorgungsaufgaben: Versorgungsschwerpunkt „den Ortsnetzen übergeordneter Gastransport“, Versorgungsschwerpunkt „rein örtliche Versorgung mit städtischer oder ländlicher Prägung“ sowie Versorgungsschwerpunkt „beide vorgenannten Funktionen vereinend“. Die Modellfindung für den Effizienzvergleich müsse alle drei angemessen berücksichtigen; beide Funktionen vereinende Netzbetreiber seien durch ausschließliche Betrachtung der Gesamtkosten im Effizienzvergleich beschwert, weil Vergleichsparameter der jeweiligen Versorgungsaufgabe wechselseitig mit den Kosten der jeweils anderen Versorgungsaufgabe ihres Netzes belegt würden; die betroffenen Netzbetreiber seien durch Kostendurchmischung benachteiligt, weil sie für einen Effizienzwert von 100% auf eine Kombination von Vergleichsparametern angewiesen seien. Im Rahmen der Modellnetzanalyse seien im 1. Schritt die Vergleichsparameter zu identifizieren, über die die unterschiedlichen Netzkosten zwischen Gastransport, der örtlichen Versorgung und der Verbindung beider Aufgaben erklärt werden könnten; die Beschränkung auf die Kostenentwicklung im MD/ND-Netz könne jedoch lediglich einen Erklärungsbeitrag für die Netzkosten in der Ortsnetzversorgung liefern; demgemäß seien über eine Modellnetzanalyse nur Kostentreiber zu identifizieren und mit Priorität I zu qualifizieren, die für die Ortsversorgung im MD/ND-Netz maßgeblich seien; zwingend sei zusätzlich die Kostenwirkung der Vergleichsparameter des Hochdrucknetzes und dabei insbesondere für die HD-Netzebenen > 16 bar zu berücksichtigen – hier gebe es einen signifikanten überproportionalen Kostensprung durch höhere technische Erfordernisse und aufwendigere Regelwerke für Bau und Betrieb – und in der Modellnetzanalyse abzubilden und zu identifizieren. Andernfalls würden kleinere Gruppen von Netzbetreibern hinsichtlich ihrer strukturellen Besonderheit nicht sachgerecht im Effizienzvergleich abgebildet. Insoweit reiche es auch

nicht aus, dies über die Jahreshöchstlast und Ausspeisepunkte abzubilden, sondern es seien weitere Netzstrukturinformationen zu berücksichtigen; als Kostentreiber seien daher „Ausspeisepunkte > 16 bar an nachgelagerte NB“ zu berücksichtigen; dadurch würde die Heterogenität abgebildet und Konsistenz zum Modell der zweiten Regulierungsperiode hergestellt.

Nach den Vorgaben der Verordnung müsse es nicht zwingend nur einen einzigen Effizienzvergleich geben, sondern es könne auch gesonderte Effizienzvergleiche für Netzbetreiber mit abweichenden Versorgungsaufgaben geben.

Die Vorgaben der ARegV zwingen auch nicht dazu, dass in der DEA und der SFA die gleichen Parameter abgebildet werden. Selbst wenn dies der Fall sei, solle bei der Auswahl der funktionalen Form der SFA dann jedoch berücksichtigt werden, dass die DEA a priori keinen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Vergleichsparametern unterstelle, während bei der SFA bislang von einem starren linearen Zusammenhang ausgegangen werde. Die Berücksichtigung von Nichtlinearität oder die Verwendung von Interaktionstermen flexibilisiere die SFA, ohne jedoch grundsätzlich andere Parameter als die DEA zu verwenden.

Die Methode zur Ermittlung der potentiellen Anschlusspunkte und der potentiellen Jahreshöchstlast sei zu kritisieren, weil unterstellt werde, dass die Jahreshöchstlast proportional mit den Ausspeisepunkten ansteige; dies sei in der Realität aber nicht zu beobachten.

Mit Schreiben vom 26.07.2017 wurde dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die Abbildung des Versorgungsgebiets sowie die aus dem Versorgungsgebiet mittels GIS-System bestimmten gebietsstrukturellen Datengrößen übermittelt. Hinsichtlich der errechneten und der gebietsstrukturellen Daten waren der Datenquittung erläuternde Texte beigelegt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.08.2017 eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt u. a. Korrekturen von eventuellen Datenfehlern, Ergänzungen der Methodikbeschreibung sowie Anpas-

sungen bei einzelnen Beschreibungen. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

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

#### **4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV**

Das Beraterkonsortium hat auf Grundlage des damaligen Datenbestandes bei den Aufwands- und Vergleichsparametern im Herbst 2017 ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Die auf Grundlage dieses Modells errechneten Effizienzwerte einschließlich der im Modell herangezogenen Parameter wurden den Netzbetreibern mit Schreiben vom 27.11.2017 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 für die 65 Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit und Organleihe durch die Hinzurechnung der Gewerbesteuer korrigiert.

Zudem waren in wenigen Einzelfällen aufgrund der zwischenzeitlich ergangenen höchstrichterlichen Rechtsprechung Personalzusatzkosten aufgrund einer Arbeitnehmerüberlassung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu qualifizieren.

Zwar wurde im Rahmen einer noch im Dezember durchgeführten vorläufigen Kontrollrechnung festgestellt, dass sich die geänderten Aufwandsparameter bei Beibehaltung des Modells für den Effizienzvergleich 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.

Parallel hierzu wurde von mehreren Netzbetreibern, unter Verweis auf die Datenveröffentlichung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, vorgetragen, dass Angaben zu den Ausspeisepunkten anderer Verteilernetzbetreiber nicht plausibel seien. Auch insofern kam es zu teilweise erheblichen Korrekturen an der Meldung von Vergleichsparametern.

Zudem wurden weitere Änderungen bei den Parametern (auch im Rahmen der Meldungen der Landesregulierungsbehörden nach § 29 Abs. 1 S. 2 ARegV) berücksichtigt, die nach dem Stichtag für die letzte Ermittlung des Modells zur Ermittlung der Effizienzwerte eingegangen waren. Um eine zügige Durchführung des Effizienzvergleichs zu ermöglichen, wurde der 15.12.2017 als Stichtag für die letzten Datenmeldungen von Aufwands- und Vergleichsparametern gesetzt.

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

Mit Schreiben vom 07.02.2018 wurde dem Netzbetreiber der Effizienzwert nach Korrektur der Aufwands- und Vergleichsparameter einschließlich der im Modell verwendeten Parameter genannt. Zu Änderungen bei der Auswahl der Parameter im Vergleich zur Mitteilung mit Schreiben vom 27.11.2017 kam es dabei nicht.

Parallel hierzu wurde der Bericht des Beraterkonsortiums zum Effizienzvergleich erarbeitet. Noch bevor der Bericht finalisiert wurde, fand am 10.04.2018 am Bundesgerichtshof die mündliche Verhandlung in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 statt. Verfahrensgegenstand war insbesondere die Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode. Während erstinstanzlich der 3. und 5. Kartellsenat des OLG Düsseldorf in den entsprechenden Verfahren die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Schätzung der versorgten Fläche von Gasverteilernetzbetreibern ohne Konzessionsvertrag noch gebilligt hatten, äußerte der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs Zweifel an der Rechtmäßigkeit.

Am 25.05.2018 kam darüber hinaus ein Gasverteilernetzbetreiber, der zuvor Benchmarkführer war, auf die Bundesnetzagentur zu. Er teilte mit, er sei über das Ergebnis

des Benchmarks positiv überrascht gewesen und habe daraufhin die von ihm gemeldeten Strukturdaten überprüft. Unter anderem bei den Parametern der Leitungslänge und des Rohrvolumens habe er fälschlicherweise die Länge bzw. das Volumen von Hausanschlussleitungen doppelt angegeben. Bei der Leitungslänge sei ein um ca. 20 % überhöhter Wert gemeldet worden. Diese Falschmeldung hatte insbesondere einen Einfluss auf den Parameter der Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge. Durch eine Berücksichtigung dieser Korrektur wäre es zu nicht unerheblichen Änderungen der Effizienzwerte anderer Gasverteilernetzbetreiber (bei einer unterstellten erneuten Kostenstreiberanalyse, die keine abweichenden Vergleichsparameter ergeben hätte) gekommen.

Noch bevor entschieden wurde, inwiefern der noch nicht abgeschlossene Effizienzvergleich aufgrund der Falschmeldung eines Benchmarkführers anzupassen ist, wurde am 12.06.2018 in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 die Urteilsformel verkündet. Demnach wurden in den Verfahren die Beschlüsse der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode hinsichtlich des Effizienzvergleichs aufgehoben und die Bundesnetzagentur im Umfang der Aufhebung zur Neubescheidung verpflichtet.

Um erörtern zu können, welche Auswirkungen diese Entscheidungen für den Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode haben, musste das Vorliegen der Entscheidungsgründe abgewartet werden. Diese wurden am 16.07.2018 der Bundesnetzagentur zugestellt.

Da nach Auffassung des BGH die Einbeziehung der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber in den Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber zwar nicht zu beanstanden, jedoch die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Schätzung des in der zweiten Regulierungsperiode noch zwingend zu verwendenden Vergleichsparameters der versorgten Fläche bei den in Rede stehenden Netzbetreibern nicht sachgerecht gewesen sei, wurden durch die Bundesnetzagentur für Gasverteilernetzbetreiber ohne Konzessionsvertrag erweiterte Schätzansätze für potentielle Vergleichsparameter mit Bezug zur Fläche entwickelt. Dies geschah vor dem Hintergrund, dass die versorgte Fläche sowie potentielle Vergleichsparameter mit einem Flächenbezug zwar in der dritten Regulierungsperiode keine Pflichtparameter mehr

sind, diese jedoch ungeachtet dessen für eine Kostentreiberanalyse zur Verfügung stehen müssen.

Mit Stichtag zum 31.08.2018 wurden die finalen Aufwands- und Vergleichsparameter unter Berücksichtigung aller bis dahin angefallenen Korrekturen an das Beraterkonsortium zur Durchführung einer erneuten Kostentreiberanalyse übermittelt.

Mit Schreiben vom 22.11.2018 wurde dem Netzbetreiber erneut der Effizienzwert nach der letzten Korrektur der Aufwands- und Vergleichsparameter einschließlich der im Modell verwendeten Parameter genannt. Zu Änderungen bei der Auswahl der Parameter im Vergleich zur Mitteilung im Februar 2018 kam es dabei nicht.

<b>Effizienzwerte gemäß Mitteilung vom</b>		
27.11.2017	07.02.2018	22.11.2018
100 %	100 %	100 %

Am 21.12.2018 wurde der Bericht des Beraterkonsortiums, in dem das beabsichtigte Effizienzvergleichsmodell einschließlich der Erwägungen, die zur Wahl des Modells und der Parameter geführt haben, ausführlich dokumentiert wird, fertig gestellt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die Netzbetreiber und Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher wurden mit E-Mail vom gleichen Tag auf die Veröffentlichung hingewiesen. Gleichzeitig wurden die Netzbetreiber und die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher aufgefordert, hierzu bis zum 18.02.2019 Stellung zu nehmen. Auch im Rahmen der Anhörung der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen wurden die Netzbetreiber nochmals auf die Veröffentlichung des Berichts hingewiesen.

### **Transparenz**

Bei Änderungen von Aufwands- und Strukturparametern seien den betroffenen Netzbetreibern stets aktualisierte Datenquittungen zur Verfügung zu stellen. Zudem seien die „do-files“ und „log-files“ zur Nachvollziehbarkeit der einzelnen Rechenschritte des Beraterkonsortiums sowie eine vollständige Darstellung der SFA-Regressionsergebnisse inklusive der Konstante und der Standardabweichung der Stör- und Ineffizienzterme zu veröffentlichen.

## **Plausibilisierung**

Zwar erschienen die Plausibilitätsprüfungen der Bundesnetzagentur und des Beraterkonsortiums sehr umfassend. Jedoch seien noch alle Datenquellen von herangezogenen öffentlichen Daten zu benennen und offenzulegen. Auch die konkrete Vorgehensweise bei der Plausibilisierung sei näher darzulegen. Insbesondere sei der Umgang mit extremen Kostenpositionen zu erläutern.

## **Kostentreiberanalyse**

Allgemein wurde zur Kostentreiberanalyse vorgetragen, dass eine einheitliche, für die SFA und DEA erfolgende Kostentreiberanalyse nicht erforderlich sei und vielmehr die ARegV auch getrennte Kostentreiberanalysen zuließe. Die einheitliche Kostentreiberanalyse orientiere sich zu sehr an der SFA und berücksichtige nicht die methodischen Besonderheiten der DEA. Zudem weise die geringe Korrelation zwischen den Ergebnissen aus der SFA und der DEA darauf hin, dass durch die identische Parameterauswahl die Heterogenität nicht ausreichend berücksichtigt werde. Dies habe verstärkt dadurch Bedeutung, als dass durch die Wahl der Translog-Funktion für die SFA eine Reduzierung der möglichen Anzahl der Parameter in der SFA erfolge. Aus der ARegV ergebe sich lediglich, dass für standardisierte und nicht standardisierte Aufwandsparameter die identischen Vergleichsparameter anzusetzen seien. Auch aus der Bestabrechnung ließen sich keine Rückschlüsse für die Auswahl der Vergleichsparameter ziehen. Zudem bestünden nach dem Stand der Wissenschaft Methoden, um eine unabhängige Kostentreiberauswahl für die DEA durchzuführen, wobei insbesondere die unterstellten konstanten Skalenerträge zu berücksichtigen seien.

Die erfolgte Vorauswahl von Kostentriibern für die eigentliche Kostentreiberanalyse wurde kritisiert. So seien etwa die nach Druckstufen differenzierten Leitungslängen uneingeschränkt zu untersuchen.

Teilweise wurde kritisiert, dass die ingenieurwissenschaftlichen Vorüberlegungen eine zu stark einschränkende Wirkung für die Parameterauswahl hätten. Andererseits wurde jedoch speziell mit Bezug zur DEA vorgetragen, dass hier die Parameterauswahl verstärkt anhand ingenieurwissenschaftlicher Kriterien durchzuführen sei.

Allgemein wurde zur Parameterauswahl vorgetragen, dass der Aspekt der Multikollinearität überbewertet werde und ein zu großer Fokus auf die Signifikanz von Effizi-

enzwerten gelegt werde. Durch die Festlegung eines „Rumpfmodells“ komme es zudem zu einer nicht sachgerechten Pfadabhängigkeit.

Bezogen auf Aggregation oder Disaggregation von Vergleichsparametern wurde vorgetragen, dass insbesondere Parameter wie das Rohrvolumen und die Leitungslänge disaggregiert zu betrachten seien, um die Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber sachgerecht abzubilden. Das Rohrvolumen müsse druckgewichtet einfließen, um höhere Kosten in höheren Druckstufen bei gleichem Rohrdurchschnitt abbilden zu können.

Die Abbildung des demographischen Wandels erfolge nur unzureichend. So sei das Rohrvolumen hierzu, anders als etwa die potentielle Jahreshöchstlast, nicht geeignet. Es sei nicht nachvollziehbar, dass etwa die potentielle Jahreshöchstlast trotz guter statistischer Eignung verworfen wurde. Das Argument, dass diese Größe unter Annahmen ermittelt werden musste und deshalb weniger geeignet sei, habe in den vorherigen Effizienzvergleichen keine Rolle gespielt.

Auch die Abbildung der Ausdehnung des Versorgungsgebietes über das Rohrvolumen sei unzureichend. Hierbei werde nicht berücksichtigt, dass allein das Rohrvolumen noch keine Aussage über die Leistungsfähigkeit eines Netzes treffe, sondern hierzu auch der Druck betrachtet werden müsste. Jedoch dürfe das Rohrvolumen nicht zur Abbildung einer Vielzahl von Versorgungsdimensionen (Netzdimensionierung, Netzausdehnung, demographischer Wandel und Transportaufgabe) herangezogen werden.

Bei der Heranziehung der Bodenklasseparameter müsse bedacht werden, dass anders als in der vorherigen Regulierungsperiode die nicht berücksichtigten Leitungslängen (etwa der Bodenklassen 2 und 7) nicht ergänzend über den Parameter der gesamten Leitungslänge abgebildet seien. Daher seien erweiterte Sensitivitätsanalysen bezüglich der Wahl der relevanten Bodenklassen durchzuführen.

Durch die Berücksichtigung nur eines Anteils der Leitungslänge und der Anschlusspunkte sei das Modell nicht als vollständig anzusehen.

Die Versorgungsaufgabe von Netzbetreibern mit hohem regionalem Transportanteil sei nicht hinreichend abgebildet. Auf die festgestellte Heterogenität werde bei der Modellgestaltung nicht weiter eingegangen und es fehlten auch entsprechende Sensitivitätsanalysen am Ende des Prozesses. Es sei zweifelhaft, ob diese Unternehmen

durch die Ausspeisepunkte  $> 5$  bar hinreichend abgebildet seien. Hierzu sei vielmehr eine Betrachtung der disaggregierten Parameter z.B. des Rohrvolumens, der Leitungslänge oder der Ausspeisepunkte erforderlich. Sachgerecht sei eine Grenze von 16 bar. Allein das geometrische Rohrvolumen sei für die Betrachtung nicht ausreichend. Die Betrachtung der Ausspeisepunkte habe die Schwäche, dass hier keine Ausspeisepunkte an eigene nachgelagerte Netze einfließen. Hingegen seien entsprechende Punkte relevante Parameter, wenn der Netzbetreiber ausschließlich ein Transportnetz betreibe.

Zur Abbildung der Versorgungsaufgabe im ländlichen Raum seien die Ausspeisepunkte unabhängig von der Druckstufe in das Modell aufzunehmen.

Der Wegfall der Leitungslänge und versorgten Fläche als eigenständige Parameter im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode wurde kritisiert. Bei den Ausspeisepunkten seien solche an eigene nachgelagerte Netze zu berücksichtigen, um die kombinierte Versorgungsaufgabe des Transports und der Verteilung abbilden zu können.

### **Heterogenität der Versorgungsaufgabe**

Bei der Parameterauswahl sei verstärkt auf das in § 13 ARegV explizit genannte Kriterium der Abbildung der Heterogenität abzustellen. Andere Kriterien zur Parameterauswahl seien weniger stark zu gewichten. Der Datensatz sei nochmals hinsichtlich struktureller Heterogenität zu untersuchen. Die Ergebnisse seien zu dokumentieren.

Die Verteilung von Bestwerten (Kosten pro Aufwandparameter) unterstreiche die Heterogenität im Datensatz. So entfele der Bestwert insbesondere auf sehr große und sehr kleine Netzbetreiber.

Es wurde festgestellt, dass durch die Wahl der funktionalen Form der SFA der Benchmark durch vergleichbare Unternehmen gesetzt werde, also beispielsweise der Benchmark für größere Unternehmen nicht von sehr kleinen Unternehmen gesetzt werde. Jedoch seien verbleibende Unterschiede in der Versorgungsaufgabe durch die Wahl geeigneter Vergleichsparameter abzubilden. Dies gelte insbesondere in der DEA, die mit konstanten Skalenerträgen umzusetzen sei. In diesem Zusammenhang wurde die oben erwähnte getrennte Parameterauswahl für die SFA und DEA thematisiert.

Es wurde mit Bezug zur Heterogenität kritisiert, dass in der DEA kleine Unternehmen Peer-Unternehmen für größere Unternehmen seien. Bezüglich der sogenannten ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber wurde vorgetragen, dass diese im Rahmen der Ausreißeranalysen zwingend hätten identifiziert werden müssen, da diese strukturell nicht vergleichbar seien.

Da die Effizienzgrenze in der DEA von reinen Transportnetzbetreibern gesetzt werde, sei die Versorgungsaufgabe aller Verteilernetzbetreiber nicht hinreichend abgedeckt.

### **Vergleich der Effizienzwerte mit der zweiten Regulierungsperiode**

Aufgrund der Modelländerungen im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode sei die Entwicklung der Effizienzwerte zu plausibilisieren. Dies gelte insbesondere für die Entwicklung der Effizienzwerte von Gruppen von Netzbetreibern, etwa großer Netzbetreiber oder solcher, die Ausspeisepunkte  $> 16$  bar betreiben.

### **SFA**

Bezüglich der Einbeziehung von Vergleichsparametern wurde gefordert, mehr Parameter als z-Variablen in das Modell aufzunehmen oder durch eine Ausgestaltung als normiert linearem Modell die Aufnahme weiterer Parameter zu ermöglichen.

### **DEA**

Im Allgemeinen komme es aufgrund der geringen Anzahl der Vergleichsparameter zu einem Bedeutungsverlust der DEA. Dies sei daran ersichtlich, dass nur wenige Unternehmen ihren Effizienzwert nach der Bestabrechnung aus der DEA erhielten. Auffällig seien auch die niedrigen Effizienzwerte aus der DEA im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode. Diese Änderungen seien näher zu untersuchen.

Zudem solle für die DEA die optimale Modellgröße und die Aufnahme von weiteren Parametern erörtert werden. Aufgrund der fehlenden Kreuz- und Quadratterme bilde die DEA aufgrund der reduzierten Parameteranzahl nicht die Heterogenität der Versorgungsaufgabe ab.

### **Ausreißeranalysen in der DEA**

Bezüglich der durchgeführten Ausreißeranalysen wurden verschiedene Punkte vorgebracht. So sei die Dominanzanalyse auf der Basis von Banker fehlerhaft durchgeführt worden. Im Rahmen der Ausreißeranalysen der DEA seien adäquate Tests wie

der Wilcoxon signed rank Test, der sign Test oder sogenannten bootstrapping-Methoden durchzuführen.

Die Anwendung der Dominanzanalyse führe zu kontraintuitiven Ergebnissen, da ohne Durchführung der Dominanzanalyse mehr Netzbetreiber im Rahmen der Supereffizienzanalyse als Ausreißer identifiziert worden wären.

Zudem sei eine mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalysen wegen möglicher maskierter Ausreißer durchzuführen.

Die Ausreißeranalyse habe zudem nicht Unternehmen identifiziert, die im Sinne der Peeranalyse als dominant zu bezeichnen seien. So sei in der DEA die Effizienzgrenze insbesondere auch von kleinen Netzbetreibern bestimmt. Außerdem deute die geringe Anzahl von Peer-Unternehmen im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode darauf hin, dass das Modell zu wenige Variablen habe. Trotz der Ausreißeranalyse verblieben Unternehmen mit extremen Merkmalen im Datensatz etwa bei den Parametern der Ausspeisepunkte  $> 5$  bar, der Jahreshöchstlast oder dem Rohrvolumen.

#### **Peeranalyse in der DEA**

Die Peer-Analyse in der DEA sei nur unzureichend durchgeführt worden. Auch nach der Ausreißeranalyse seien Peers mit erheblichem Einfluss auf eine Vielzahl von anderen Netzbetreibern gegeben. Hieraus seien jedoch keine Schlussfolgerungen für die anderen Verfahrensschritte gezogen worden.

#### **Ausreißeranalyse in der SFA**

Zusätzlich zur Anwendung der Cooks Distance zur Bestimmung von Ausreißern sei eine Analyse anhand DFBETAS erforderlich.

#### **Second Stage Analyse**

Im Rahmen der Second-Stage-Analysen seien die Auswirkungen städtischer Netzbetreiber näher zu untersuchen. Der sich aus dem hohen Verhältnis von Messstellen zu Ausspeisepunkten ergebende „City-Effekt“ müsse näher untersucht werden. Eine Benachteiligung städtischer Netzbetreiber durch die Parameterauswahl sei auszuschließen. Das gleiche gelte für eine Benachteiligung großer Netzbetreiber.

## **Effizienzbonus**

Hinsichtlich der Berechnung eines etwaigen Effizienzbonus wurde vorgetragen, dass ein Effizienzbonus auch für die Unternehmen in Betracht kommen sollte, die erst nach der Herausnahme von Ausreißern aus dem Modell einen Effizienzwert von 100 % erhalten.

## **Korrektur von Datenfehlern**

Bei einem Gasnetzbetreiber wurde nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018, die auf den zum verwaltungsintern gesetzten Stichtag (31.08.2018) für die Modellfindung berücksichtigten Werten beruhten, und nach der Anfang 2019 erfolgten Versendung der Anhörungen zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen, die auf diesen Effizienzwerten basierten, bezüglich eines Vergleichsparameters festgestellt, dass dieser Netzbetreiber durch die Angabe eines fehlerhaften Wertes fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war und damit direkt die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber nicht sachgerecht beeinflusste.

Die Beschlusskammer sah sich veranlasst, aufgrund dieser Tatsache eine Korrektur durchzuführen, in deren Folge der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösbergrenzen 2018ff. abgeändert werden musste.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag - der 31.08.2018 - wurde dabei für die Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Der Vergleichsparameterwert für den Netzbetreiber, der den fehlerhaften Wert gemeldet hatte, wurde korrigiert. Mit dem korrigierten Wert für diesen Netzbetreiber wurden, unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells, die Effizienzgrenzen neu ermittelt. Somit ergaben sich eine neue geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der DEA und eine neue geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA.

Ausgehend von den neuen geschätzten Effizienzgrenzen wurden die Effizienzwerte für alle Netzbetreiber neu ermittelt. Dabei wurden nicht nur die direkt induzierten Än-

derungen von DEA-Werten, sondern auch die Änderungen von SFA-Werten bei den Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenze berücksichtigt, so dass insgesamt der Großteil der Netzbetreiber, die am Regelverfahren für die Festlegung der Erlösobergrenzen 2018ff. teilnehmen, von einer Änderung ihres best-of-four Effizienzwertes betroffen waren.

Die Beschlusskammer hat die neuen Effizienzwerte - sowohl die sich positiv als auch die sich negativ ändernden Werte - im Rahmen der Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen angewendet.

Im vorliegenden Fall ergab sich aufgrund der oben erläuterten Neuberechnung ein Effizienzwert in Höhe von 100 %.

#### **5. 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.

#### **6. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber u.a. mit Schreiben vom 07.01.2019 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 14.01.2019 mitgeteilt, dass er gegen die Festlegung der Beschlusskammer 4 zum Eigenkapitalzinssatz und gegen die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Beschwerde eingelegt hat. Auf eine weitere 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 und 19 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

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left[ KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right] \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

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 ( $KA_{vnb,o}$ ) und die beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,o}$ ) zuzüglich eines etwaigen Effizienzbonus ( $B_0$ ) 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 Kapitalkostenaufschlag ( $KKA_t$ ) nach § 10a ARegV, ggf. das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV, der volatile Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV ( $VK_t - VK_o$ ) sowie die Summe der Zu- und Abschläge ( $S_t$ ) 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 der **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 des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode ( $KA_{vnb,t}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert ( $EW$ ) multiplizierten Gesamtkosten ( $GK$ ) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ) und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs ( $KKAb_t$ ). Somit gilt:

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

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** zu entnehmen.

### 2.3.1. Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV

Der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können zukünftig ohne Zeitverzug über das

Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV. Berücksichtigung finden. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV entfällt ab der dritten Regulierungsperiode (§ 34 Abs. 7 S. 1 ARegV).

Nach § 6 Abs. 3 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug. Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die fortgeführten Kapitalkosten werden unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus sowie der im Zeitablauf sinkenden Werte der hierauf entfallenden Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse ermittelt. Bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.

In der dritten Regulierungsperiode findet gem. § 34 Abs. 5 ARegV übergangsweise kein Abzug von Kapitalkosten statt, die aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter resultieren, die erstmals zwischen dem 01.01.2007 und dem 31.12.2016 aktiviert wurden, sofern es sich nicht um von der Bundesnetzagentur genehmigte Investitionsmaßnahmen handelt oder gehandelt hat. Dies betrifft zunächst das Sachanlagevermögen, Grundstücke und immaterielle Vermögensgegenstände. Zudem werden in diesem Zeitraum entstandene Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Berechnung des Kapitalkostenabzugs nicht aufgelöst. Hierbei handelt es sich ebenfalls um Kapitalkostenbestandteile, wie sich aus § 6 Abs. 3 S. 4 ARegV ergibt. Diese negativen Kapitalkosten resultieren ebenfalls aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter, nämlich aus der Herstellung von Endkundenanschlüssen. Es entspricht dem Sinn und Zweck der Übergangsregelung, die Kapitalkosteneffekte von Neuinvestitionen vollumfänglich vom Kapitalkostenabzug auszunehmen, eine Ungleichbehandlung positiver und negativer Kostenbestandteile wäre ökonomisch nicht begründbar. Anders verhält es sich indes mit Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände. Deren Kosten werden in den späteren Jahren der Regulierungsperiode ohnehin über den Kapitalkostenaufschlag der Erlösobergrenze hinzugefügt, sodass es zu einer Doppelan-

erkennung käme, wenn sie vom Kapitalkostenabzug ausgenommen würden. Die Restwerte von Sachanlagevermögen, Grundstücken, immateriellen Vermögensgegenständen, Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen werden für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs als unveränderlich betrachtet.

Nach Anlage 2a zur ARegV erfolgt die Ermittlung des Kapitalkostenabzugs eines Jahres der Regulierungsperiode anhand der folgenden Formel:

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

Die Ermittlung der Kapitalkosten im Basisjahr erfolgt auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_0 = AB_0 + EKZ_0 + GewSt_0 + FKZ_0$$

Die Ermittlung der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode erfolgt auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

Hierbei gilt:

$KKAb_t$	=	Kapitalkostenabzug im Jahr t
$KK_0$	=	Kapitalkosten im Basisjahr
$KK_t$	=	Kapitalkosten im Jahr t
$AB_0$	=	Kalkulatorische Abschreibungen im Basisjahr
$AB_t$	=	Kalkulatorische Abschreibungen im Jahr t
$EKZ_0$	=	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Basisjahr
$EKZ_t$	=	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Jahr t
$GewSt_0$	=	Kalkulatorische Gewerbesteuer im Basisjahr
$GewSt_t$	=	Kalkulatorische Gewerbesteuer im Jahr t
$FKZ_0$	=	Fremdkapitalzinsen im Basisjahr
$FKZ_t$	=	Fremdkapitalzinsen im Jahr t

Bezugsgröße für die Ermittlung der Kapitalkosten sind das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen einschließlich der Anlagen im Bau. Anlagen im Bau wer-

den im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode jedoch mit Null angesetzt, da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass sie zu diesem Zeitpunkt nicht mehr als solche vorhanden sind, sondern durch Anlagengüter im Sachanlagevermögen ersetzt wurden. Soweit sich Anlagen im Bau, die im Basisjahr in der Bilanz vorhanden waren, in der dritten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind bzw. waren sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen.

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 GasNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 GasNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2015. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 Nr. 4 GasNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 Nr. 4 GasNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewandt. Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ermittelt und nach § 7 Abs. 3 GasNEV aufgeteilt. Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden die Zinssätze aus dem Beschluss BK4-16-161 angewandt. Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 GasNEV. Der Fremdkapitalzinsaufwand ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2015 und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der dritten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2015. Fremdkapitalzinsen sind alle Zinsen und ähnliche Aufwendungen aus Fremdkapital, wobei unter Fremdkapital die Gesamtheit aller Verbindlichkeiten und Rückstellungen verstanden wird. Eine Differenzierung nach Zinsen für Fremdkapital, das in unmittelbarem Zusammenhang mit Investitionen

steht, und sonstigen Fremdkapitalzinsen ist im Verordnungswortlaut nicht angelegt. Die Fremdkapitalzinsen werden dem Verordnungswortlaut entsprechend vollständig, d.h. unter Einschluss eventueller dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile angesetzt. Soweit dadurch dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile abgezogen werden, obwohl weiterhin anererkennungsfähige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in entsprechender Höhe vorhanden sind, ist dies durch die Anpassung der Erlösbergrenzen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auszugleichen. Beim Netzbetreiber wurden die in Anlage A2.1-NB1 ausgewiesenen Anteile an den Fremdkapitalzinsen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten identifiziert. Der durch die Anpassung der Erlösbergrenze auszugleichende Betrag ergibt sich aus der Differenz der im Ausgangsniveau enthaltenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile an den Fremdkapitalzinsen und den in der Anlage A2.1-NB1 ausgewiesenen Anteile im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode.

Der Kapitalkostenabzug wird für den Netzbetreiber und für jeden Verpächter sowie jeden kombinierten Verpächter/Dienstleister separat errechnet. Der Gesamtabzug ergibt sich aus Kumulation aller Einzelabzüge. Soweit bei Pachtmodellen im Rahmen der Kostenprüfung festgestellt wurde, dass das kalkulatorische Pachtentgelt das tatsächlich gezahlte Pachtentgelt übersteigt und infolgedessen nur das tatsächliche Entgelt im Ausgangsniveau berücksichtigt wurde, wird für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs bei dem betreffenden Verpächter der Abzug errechnet, welcher sich aus den kalkulatorischen Wertansätzen ergibt. Entsprechendes gilt für kombinierte Verpächter/Dienstleister.

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet kein Abzug statt. Dies entspräche nicht dem Sinn und Zweck der Regelung. Durch den Kapitalkostenabzug soll das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Sachanlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachgefahren werden. Während die Restwerte des Sachanlagevermögens sowie die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse gemäß der Vorgaben der GasNEV für jedes Jahr der Regulierungsperiode zu ermitteln sind, werden die Bilanzwerte des übrigen Vermögens sowie das übrige Abzugskapital ebenso wie das verzinsliche Fremdkapital im gleichen Verhältnis fort-

geschrieben. Diese Regelung ist notwendig, damit das Absinken der Restbuchwerte im Zeitablauf nicht vollständig dem Eigenkapital, sondern auch anteilig dem Abzugs- und dem verzinslichen Fremdkapital zugerechnet wird.

Netzbetreiber, die in ihrer Bilanz nicht das eigentliche Anlagevermögen aber im Gegensatz hierzu die netzbezogenen Rückstellungen ausweisen, verfügen häufig über negatives Eigenkapital. Durch Anschaffung von Anlagengütern, die im Basisjahr eine sehr kurze Restnutzungsdauer aufweisen und damit bereits zu Beginn der Regulierungsperiode ganz oder nahezu vollständig abgeschrieben sind, könnte das System dahingehend manipuliert werden, dass auch das gesamte Abzugskapital eliminiert würde. Dies entspricht weder dem Sinn und Zweck der Regelung das zeitliche Absinken der Restbuchwerte nachzubilden, noch führt es zu einem sachgerechten Ergebnis. Daher findet kein Einzelabzug statt, wenn beispielsweise aufgrund negativen Eigenkapitals im Ausgangsniveau rechnerisch ein negativer Einzelabzug ermittelt wird.

Der Anlage A2 sowie den Anlagen A2.1 und A2.2 lassen sich die Auswirkungen des Kapitalkostenabzugs beim Netzbetreiber ohne Berücksichtigung zukünftiger Kapitalkostenaufschläge während der dritten Regulierungsperiode entnehmen.

### **2.3.2. Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV**

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

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i. V. m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV

entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

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

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

#### **2.3.2.1. Methodik des Effizienzvergleichs**

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen, nämlich einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und einer stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt

vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

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 einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV), wobei diese Regelung nicht zur Anwendung kam.

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

### **Methodische Grundlagen**

Die Bundesnetzagentur hat mit der DEA und der SFA zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leis-

tungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV sowie der durchgeführten Ausreißeranalysen wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i. H. v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S. 54).

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

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. 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 (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

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

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet.

Die Anwendung der Methode SFA impliziert, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht exakt 100% betragen kann, sondern sich immer im Bereich knapp darunter, um 99 %, bewegt. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Da auch die ARegV ohne weitere Vorgaben lediglich die Anwendung der SFA vorgibt, sind die mittels dieser Methode ermittelten Effizienzwerte nicht nachzujustieren. Wäre eine Normierung auf 100 % gewollt, hätte der Verordnungsgeber diese – analog zur relativen Referenznetzanalyse (siehe § 22 Abs. 2 S. 5 ARegV, dort ist eine Normierung auf 100 % explizit vorgesehen) – vorschreiben müssen.

#### **2.3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 183 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

##### **2.3.2.2.1. Aufwandparameter nach § 14 ARegV**

Als Aufwandparameter sind gemäß § 13 Abs. 2 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandparametern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1, 2

ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

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

#### **2.3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

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

#### **2.3.2.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV**

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

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

Weiterhin ist die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV als Kapitalkostenbestandteil hier zu berücksichtigen. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage III** dargestellt.

#### **2.3.2.2.2. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV**

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

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

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

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte 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, analytischer 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 § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen, Druckstufen und Materialien adiiert.

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

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sind zwingend für die SFA sowie für die DEA die identischen Vergleichsparameter gemäß der durchgeführten Kostentreiberanalyse anzusetzen. Die Anforderungen von § 13 Abs. 3 ARegV an die Auswahl von Vergleichsparametern können jedoch nur einheitlich erfüllt werden, das heißt eine Kostentreiberanalyse gemäß dem Stand der Wissenschaft in Verbindung mit den in §

13 Abs. 3 ARegV genannten Anforderungen führt zu einem Satz von Vergleichsparametern. Hierbei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV explizit die Unterschiede zwischen den Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen. Eine entsprechende Berücksichtigung methodischer Aspekte der DEA und SFA müsste vom Verordnungsgeber angeordnet werden. Andernfalls müssten entgegen des Wortlauts von § 13 Abs. 3 ARegV zwei unterschiedliche Kostentreiberanalysen mit zwei unterschiedlichen Ergebnissen durchgeführt werden. Es kann sich jedoch nicht dem Stand der Wissenschaft und § 13 Abs. 3 ARegV entsprechend ein in sich widersprüchliches Ergebnis bei der Kostentreiberauswahl einstellen. Vielmehr wurde eine einheitliche Kostentreiberanalyse mit einer Auswahl von Vergleichsparametern durchgeführt, die gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs stützen, wobei hier unter dem Effizienzvergleich der gesamte Prozess einschließlich der Bestabrechnung zwischen den Methoden DEA und SFA zu verstehen ist.

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

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3. beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. Als dann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

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

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen aus der umfangreichen Liste möglicher Parameter ein Modell bestimmt, das alle relevanten Kostentreiber beinhaltet. Im Rahmen der statistischen Analysen war zusätzlich eine funktionale Form für die Regressionsanalysen zu bestimmen. Die Kostentreiberanalyse ist im Einzelnen in dem im Inter-

net abrufbaren beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums beschrieben<sup>1</sup>. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht.

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

1. Anzahl der Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
3. Rohrvolumen
4. Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge
5. Anzahl der Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A3. Effizienzvergleich**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich im Gutachten des Beraterkonsortiums<sup>2</sup>.

### **2.3.2.2.3. Ausreißeranalyse**

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

---

1

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html)

2

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html)

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

### **DEA**

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Durch die Identifikation der Ausreißer wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Im Rahmen der Dominanzanalyse wurde bei nicht standardisierten Kosten ein Unternehmen und bei standardisierten Kosten kein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden sechs Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden ebenfalls drei Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

### **SFA**

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kam die Cook's Distance zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden

auf Basis der nicht standardisierten Kosten 14 Unternehmen und auf Basis der standardisierten Kosten 15 Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

#### **2.3.2.2.4. Gutachten und darauf aufbauende Korrekturen**

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer ausführlichen Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf den Bericht des Beraterkonsortiums verwiesen<sup>3</sup>. Dieser Bericht ist Bestandteil dieses Beschlusses.

Hinsichtlich der bei einem Gasnetzbetreiber nach dem verwaltungsintern gesetzten Stichtag (31.08.2018) festgestellten Fehlangebe eines Vergleichsparameterwertes, durch den der Netzbetreiber fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war, sah sich die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Ermessensentscheidung nach Würdigung der Gesamtumstände und Abwägung der Handlungsoptionen veranlasst, eine Korrektur dieses Datenfehlers durchzuführen, in deren Folge der Großteil der Anfang 2019 angehörten Effizienzwerte für die Festlegung der Erlösobergrenzen 2018ff. für die Gasverteilernetze abgeändert werden musste.

Die Notwendigkeit der Korrektur ergab sich aus der sehr hohen negativen Auswirkung dieser Korrektur auf den Effizienzwert des Netzbetreibers, der den fehlerhaften Wert angegeben hatte, aus der in Einzelfällen nicht mehr unwesentlichen positiven Auswirkung dieser Korrektur auf die Effizienzwerte anderer Netzbetreiber sowie der durch diese Korrektur von direkt induzierten DEA-Wertänderungen betroffenen hohen Anzahl von Netzbetreibern. In die Entscheidungsfindung ging auch die Tatsache ein, dass bisher keine Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Gas ergangen waren.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag 31.08.2018 wurde für Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Durch die Korrektur des Vergleichsparameterwertes ergeben sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten. Es gibt daher für die Beschlusskammer keine Anhaltspunkte, eine Änderung des Modells zu veranlassen.

---

<sup>3</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutio-  
nen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulie-  
rungsperiode\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutio-<br/>nen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulie-<br/>rungsperiode_node.html)

### **2.3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 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 Kostenteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A3**. Diese Werte sind nicht identisch mit den im Gutachten in der Tabelle G.2 auf S. 244ff. aufgeführten Werten, da diese noch ohne Berücksichtigung der Datenkorrektur erstellt wurden, die wegen des fehlerhaft ermittelten Benchmarkführers vorgenommen werden musste.

### **2.3.4. Effizienzbonus gem. § 12a ARegV**

Nach § 12a ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesenen Netzbetreiber einen Aufschlag auf die Erlösbergrenze auf Grundlage der im Rahmen der Effizienzwertermittlung bereits durchgeführten Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 der ARegV. Bei diesem Aufschlag handelt es sich um den Effizienzbonus.

Zur Ermittlung eines etwaigen Effizienzbonus ist zunächst der Supereffizienzwert des Netzbetreibers zu bestimmen. Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht nach § 12a Abs. 1 S. 3 ARegV der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte aus der nicht-parametrischen Methode nach Anlage 3. Es werden somit in einem ersten Schritt zwei Supereffizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse – einer auf Basis der tatsächlichen Kosten und einer auf Basis der standardisierten Kosten – betrachtet, die in einem zweiten Schritt durch die Differenzbildung zu einem der Effizienzbonusberechnung zugrunde zulegenden Supereffizienzwert zusammengefasst werden. Hat die Supereffizienzanalyse für den Netzbetreiber dabei für einen der beiden oder für beide Werte aus der Supereffizienzanalyse einen Supereffizienzwert von über fünf

Prozent ergeben, so ist der jeweilige über fünf Prozent liegende Supereffizienzwert gem. § 12a Abs. 2 ARegV mit fünf Prozent anzusetzen. Sollten die nach § 12a Abs. 1 und 2 ARegV ermittelten Supereffizienzwerte voneinander abweichen, ist das arithmetische Mittel beider Supereffizienzwerte zu verwenden, § 12a Abs. 3 ARegV. Der individuelle Effizienzbonus des Netzbetreibers ergibt sich schließlich aus der Multiplikation des individuellen Supereffizienzwertes nach § 12a Abs. 3 ARegV mit den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV; er ist gem. § 12a Abs. 5 ARegV gleichmäßig über die Regulierungsperiode zu verteilen. Wenn die ggf. nach § 12a Abs. 3 ARegV durchzuführende Mittelwertbildung dazu führt, dass der Netzbetreiber einen insgesamt negativen Supereffizienzwert erhielte, so ist der Supereffizienzwert mit Null anzusetzen. Andernfalls würde der Netzbetreiber bei der Berechnung des Effizienzbonus durch Zugrundelegung eines negativen Supereffizienzwerts mit einem Malus belastet. Schon begrifflich, aber auch nach Sinn und Zweck des § 12a ARegV kann ein Effizienzbonus jedoch nicht zu einem Malus führen.

Zwar wurde der Netzbetreiber im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen. Aus der Supereffizienzanalyse hat sich jedoch ergeben, dass der Netzbetreiber keinen Aufschlag auf die Erlösobergrenze erhält. Die Ergebnisse der Supereffizienzanalyse sind **Anlage A3. Effizienzvergleich** zu entnehmen.

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

##### **2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr**

Als beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode gelten gem. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus, nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode. Daraus folgt:

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKA_{b,t} - KA_{vnb,t}$$

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 in der dritten Regulierungsperiode 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 100,00, für das Jahr 2016 100,50, für das Jahr 2017 102,00, und für das Jahr 2018 103,80 (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Da jedoch den Netzbetreibern im Herbst 2017 bzw. im Herbst 2018 für die Kalkulation der Netzentgelte 2018 bzw. 2019 lediglich die Indexreihe auf Basis des Jahres 2010 zur Verfügung stand, geht die Beschlusskammer für 2016 bzw. 2017 von einem Indexfaktor aus, der sich aus der Division der Indexwerte 107,40 und 106,90 bzw. 109,30 und 106,90 multipliziert mit dem Wert 100,00 ergibt. Dies sind die Indexwerte für 2016 und 2015 bzw. 2017 und 2015 mit dem Basisjahr 2010 multipliziert mit dem Indexwert für 2015 mit dem Basisjahr 2015.

Für die Folgejahre der dritten Regulierungsperiode (2021 und 2022) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2018 (103,80) gegenüber 2017 (102,00) fortgeschrieben, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2019 und 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, die in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundete Werte dargestellt werden:

Jahr	VPI
2015	100,00
2016	$100,47 \approx 107,40 / 106,90 * 100$
2017	$102,25 \approx 109,30 / 106,90 * 100$
2018	103,80
2019	$105,63 \approx 103,80^2 / 102,00$
2020	$107,50 \approx (103,80^2 / 102,00)^2 / 103,80$

Die Beschlusskammer hat bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 diesen auf zwei Nachkommastellen gerundeten Verbraucherpreisgesamtindex berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

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 das Jahr 2020 ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0380. Für das vierte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2021) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0563 und für das fünfte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2022) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0750 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 2015 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	$VPI_t/VPI_0$
2018	0,47%
2019	2,25%
2020	3,80%
2021	5,63%
2022	7,50%

Die Beschlusskammer hat diese Werte ohne Rundung bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche 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 Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ( $PF_t$ ) ergeben sich demgemäß mittels der folgenden Formel:  $PF_t = (1 + 0,0049)^{t-1}$  (Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen).

## **2.7. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV**

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags ( $KKA_t$ ) nach § 10a ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

## **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. Für Verteilernetzbetreiber hat dies jedoch keine Relevanz.

### **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.

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

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen steht im Einklang mit dem in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG statuierten 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 Festlegung ohne Effizienzvorgaben) zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris).

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

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

Eine vorläufige Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten.

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

Eine vorläufige Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der dritten Regulierungsperiode hätte auch nur mit dem vorläufigen Effizienzwert erfolgen können, dessen korrekte Herleitung nicht zweifelsfrei hätte dargelegt werden können und der möglicherweise noch einer Anpassung unterliegen konnte. Die Sachlage stellte sich somit abweichend vom Verfahren zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (BK4-17-093) dar, bei dem am 13.12.2017 und damit noch vor Beginn der Regulierungsperiode der generelle sektorale Produktivitätsfaktor vorläufig in Höhe von 0,49 % festgelegt werden konnte.

In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht mehr als unwesentlich bezeichnet werden kann (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 47, juris), der Netzbetreiber jedoch keine Ineffizienzen abbauen muss.

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist, dass auf Seiten des Netzbetreibers das festgestellte Ausgangsniveau sowie das Ergebnis der Überleitungsrechnung durch Mitteilungen vom 18.07.2018 bekannt waren. Daneben standen alle wesentlichen Elemente zur Bestimmung der festzulegenden Erlösbergrenzen einschließlich des vorläufig (wie endgültig) mit 0,49 % festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV fest, so dass die Erlösbergrenze des Jahres 2018 durch Schätzungen vom Netzbetreiber bestimmt werden konnte. In Bezug auf den Effizienzwert konnte der Netzbetreiber den mit Schreiben vom 27.11.2017 mitgeteilten Wert ansetzen. Dieser Wert entspricht auch dem schließlich maßgeblichen Effizienzwert. Lediglich der Wert des Kapitalkostenabzugs nach § 6 Abs. 3 ARegV musste vom Netzbetreiber geschätzt werden. Hierzu war eine Berechnung nach den Vorgaben der ARegV erforderlich. Entsprechende Schätzvorgaben wurden dem Netzbetreiber indes über die im September 2017 im Internet veröffentlichten „Hinweise der Beschlusskammer 9 für Gasnetzbetreiber in Zuständigkeit bzw. in Organleihe der Bundesnetzagentur zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG zum 15.10.2017“ sowie in einem Schreiben vom 05.12.2017 zu den Mitteilungspflichten gemäß § 28 ARegV zum 01.01.2018 gemacht.

In die Abwägung sind auch die weiteren Umstände bzw. Verfahrensabläufe im Jahr 2018 eingeflossen. Noch bevor – basierend auf dem damaligen Datenstand der Aufwands- und Vergleichsparameter – der Effizienzvergleich abgeschlossen werden konnte (abgeschlossen ist dieser frühestens, nachdem der Berichtsentwurf des Beraterkonsortiums samt den Erwägungen der Bundesnetzagentur mit den betroffenen Netzbetreibern sowie Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher konsultiert wurde und nach Auswertung sowie eingehender Prüfung der Stellungnahmen keine Änderungen am Modell vorgenommen werden sollen), ergaben sich aus der mündlichen Verhandlung am Bundesgerichtshof vom 10.04.2018 in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 Hinweise, nach denen nicht ausgeschlossen war, dass der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode betreffend die Schätzung der versorgten Fläche sowie weiterer flächenbezogener Parameter stellenweise zu überarbeiten sein könnte. Eine (auch vorläufige) Festlegung von Erlösbergrenzen gegebenenfalls einschließlich entsprechender Effizienzvorgaben in Kenntnis der Tatsache, dass die Herleitung der Effizienzvorgaben möglicherweise nicht den Besonderheiten bestimmter beteiligter

Unternehmen in angemessener Weise Rechnung trägt, wäre nicht zweckdienlich gewesen. Während die Beschlusskammer angesichts des Obsiegens der Regulierungsbehörden in den Verfahren vor dem 3. und 5. Kartellsenat des OLG Düsseldorf entsprechend der insoweit bestätigten Methodik durchaus Effizienzvorgaben festgelegt hätte (ein grundsätzliches Abwarten aller letztinstanzlichen Entscheidungen betreffend die vorherige Regulierungsperiode vor Festlegung der Erlösobergrenzen für die nächste Regulierungsperiode ist zeitlich grundsätzlich nicht möglich), erschien ihr das vor dem Hintergrund der mündlichen Verhandlungen beim Bundesgerichtshof vom 10.04.2018 nunmehr nicht mehr ohne weiteres opportun. Dass es richtig war, die Entscheidung des Bundesgerichtshofs abzuwarten, hat sich mit der am 12.06.2018 verkündeten Urteilsformel und mit den am 16.07.2018 zugestellten Entscheidungsgründen in den genannten Verfahren bestätigt.

Maßgeblich für die Abwägung war sodann auch der Umstand, dass aufgrund der Komplexität des Effizienzvergleichs und der nunmehr offenen Fragestellungen zum Umgang mit Gasverteilernetzbetreibern ohne Konzessionsvertrag im Effizienzvergleich einerseits konzeptionell zunächst geklärt werden musste, welche grundsätzlichen Lösungsmöglichkeiten bestehen und sodann basierend auf diesen Lösungsmöglichkeiten eine erneute Kostentreiberanalyse durch das Beraterkonsortium vorzunehmen war. Dies ist insofern für die Abwägungsentscheidung relevant, als es sich hierbei um eine verfahrensimmanente, notwendige Verzögerung zur Ermittlung belastbarer Effizienzwerte handelt, die zum damaligen Zeitpunkt nicht hätte verhindert werden können.

Angesichts der Dauer der Verzögerung, die zwar einerseits nicht mehr als unwesentlich bezeichnet werden kann, die aber andererseits nicht einmal ein Drittel der Regulierungsperiode beträgt, des mit Schreiben vom 22.11.2018 mitgeteilten Effizienzwertes, der für den Großteil der Netzbetreiber im Regelverfahren – in Einzelfällen nicht unerheblich - unterhalb und einen weitaus kleineren Teil der Netzbetreiber durchgängig lediglich marginal oberhalb des schließlich maßgeblichen Effizienzwertes lag, mit dem Schreiben vom 22.11.2018 somit weitestgehend eine Untergrenze der schließlich maßgeblichen Effizienzvorgaben definiert wurde, der frühzeitigen Kenntnis des Netzbetreibers der wesentlichen für die Berechnung der Erlösobergrenzen maßgeblichen Werte – insbesondere des Effizienzwertes für die dritte Regulierungsperiode – sowie der unvermeidbaren Verfahrensbündelung zum Jahresende 2017

auf Seiten der Behörde, der Fehler sowohl der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung der Aufwandparameter aber auch der Fehler einer Vielzahl von Netzbetreibern bei der Meldung der Vergleichsparameter und der Entscheidungen des Bundesgerichtshofs im Jahr 2018 erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenze für das Jahr 2018 und auch für das Jahr 2019 als vom Ermessen gedeckt. Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse der Netznutzer an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der dritten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes (soweit ein solches überhaupt bestand) 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 und Zweck 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.

Relevant für die Abwägungsentscheidung ist auch, dass der Europäische Richtliniengeber der Regulierungsbehörde durch die Vorschrift des Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/72/EG grundsätzlich die Möglichkeit vorläufiger Regelungen zugesteht, dies jedoch nicht unbegrenzt gelten soll, sondern dies lediglich dann erlaubt sein soll, wenn es zu Verzögerungen kommt. Regelfall soll die Festlegung für die Zukunft sein

(vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Da es sich vorliegend um eine begründete, anlassbezogene Verzögerung handelt, erachtet die Beschlusskammer die Rückwirkung als mit diesem Kriterium vereinbar.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenze für das Jahr 2018 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem legitimen öffentlichen Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderes 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.

Schließlich sieht die Anreizregulierungsverordnung in § 16 Abs. 2 ARegV eine Härtefallregelung vor für den Fall, dass die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller dem Netzbetreiber möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreicht und übertroffen werden kann.

Etwaige Abweichungen zu bislang tatsächlich vereinnahmten Entgelten können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden.

### **III. Meldepflichten**

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

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

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

mer 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 Erlösobergrenzen 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 der Netzbetreiber 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 für ihn 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 erlösobergrenzen erhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelung des Tenors 4 in den Beschluss aufzunehmen, hat die Beschlusskammer insbesondere berücksichtigt, dass die 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 zurückgenommen 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 Reguierungsperiode 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 Reguierungsperiode 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 A2, Anlage A2.1-NB und A2.2-NB, Anlage A3 sowie**
- **Anlage I-NB nebst Anlage 1-NB, Anlage 2.1-NB, Anlage 2.2-NB, Anlage 3-NB, Anlage 3.1-NB, Anlage 3.2-NB, Anlage 4-NB, Anlage 5-NB**  
**Anlage I-DL1 nebst Anlage 1-DL1, Anlage 2.1-DL1, Anlage 2.2-DL1, Anlage 3-DL1, Anlage 3.1-DL1, Anlage 3.2-DL1, Anlage 4-DL1, Anlage 5-DL1**
- **Anlage III, Anlage IV, Anlage V**
- **Anlage ÜLR**
- **Anlage VBR**
- **Gutachten Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Gas** (abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html))
- **Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten Verteilnetzbetreiber Gas** (abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html))

### RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

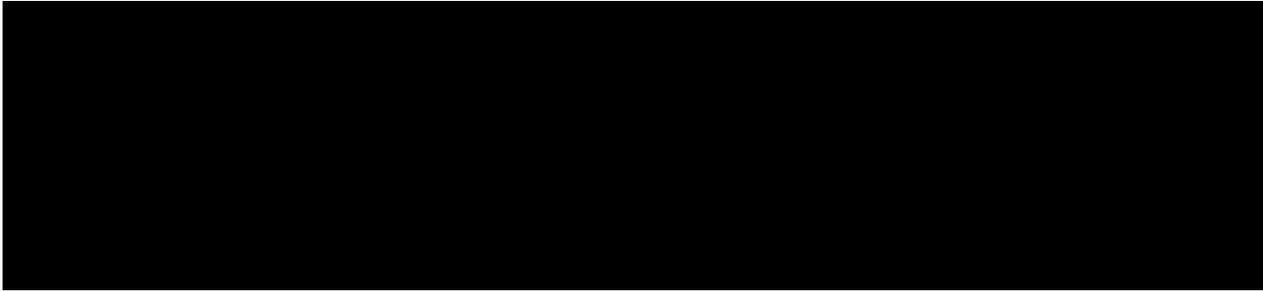
Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn einzureichen.

Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 27.06.2019

























A2.1-NB1 Bestimmung des Kapitalkostenabzug (KKAb) gem. § 6 Abs. 3 ARegV		Mittelwerte/Jahreswerte t											
		0 2015	1 2018	2 2019	3 2020	4 2021	5 2022						
1.	Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)												
	I. für Altanlagen zu AK/HK, AJ < 2006												
	II. für Altanlagen zu TNW, AJ < 2006												
	III.a für Neuanlagen zu AK/HK, AJ > 2006												
	III.b für Neuanlagen zu AK/HK, AJ = 2006												
	IV.a für immaterielles Anlagevermögen, AJ > 2006												
IV.b für immaterielles Anlagevermögen, AJ <= 2006													
Ab <sub>t</sub>	V. Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 GasNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)	AB											
	Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen in % (mit Übergangssockel)												
2.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2-8)												
	Restwertanteil der Altanlagen (mit Übergangssockel)												
	Restwertanteil der Neuanlagen (mit Übergangssockel)												
	I. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bei einer Quote von 40 %												
	I.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen												
	I.b Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen												
	I.c Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV über einer Quote von 40 %												
	II.a Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen							5,12%					
	II.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen							6,91%					
	II.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %							3,03%					
EKZ <sub>t</sub>	II. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)	EKZ											
	Entwicklung des kalkulatorischen EK-Verzinsung in % (mit Übergangssockel)												
3.	Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 9)												
	I. Gewerbesteuersatz							13,86%					
GewSt <sub>t</sub>	II. Kalkulatorische Gewerbesteuer	GewSt											
	Entwicklung der kalkulatorischen Gewerbesteuer in % (mit Übergangssockel)												
4.	Fremdkapitalzinsen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 10)												
	FKZ <sub>t</sub>							Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)	FKZ				
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in % (mit Übergangssockel)												
5.	Kapitalkostenabzug (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 1-3)												
	KK <sub>t</sub>							Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)	KK				
	KKAb <sub>t</sub>							Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)	KKAb <sub>t</sub> = KK <sub>0</sub> - KK <sub>t</sub>				
	Entwicklung des Kapitalkostenabzugs in % (mit Übergangssockel)												
		Auswirkung der Übergangsregelung in § 34 Abs. 5 ARegV											
6	In den Fremdkapitalzinsen enthaltener dauerhafter nicht beeinflussbarer Kostenanteil												
	In den Fremdkapitalzinsen enthaltene KA <sub>dnb</sub> i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)							KA <sub>dnb,FKZ</sub>					
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in % (mit Übergangssockel)												

A2.2-NB1 Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 6 Abs. 3 ARegV (KKAb)	Wertansätze in der Kostenprüfung		fortgeschriebene Wertansätze				Mittelwerte/Jahreswerte t							
	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	0	1	2	3	4	5
Betriebsnotwendiges Anlagevermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)														
EK-Quote nach § 6 GasNEV des Ausgangsniveaus im Basisjahr														
1.1 Altanlagen zu AK/HK														
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK														
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK														
1.2 Altanlagen zu TNW														
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW														
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK														
1.3 Neuanlagen zu AK/HK														
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.3.1.a davon AJ > 2006 (Übergangssockel)														
1.3.1.b davon AJ = 2006														
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau														
1.3.3 Sachanlagevermögens zu AK/HK														
1.3.3.a davon AJ > 2006 (Übergangssockel)														
1.3.3.b davon AJ = 2006														
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK														
1.a kalkulatorisches (Sach)anlagevermögens nach § 7 GasNEV														
1 kalkulatorisches (Sach)anlagevermögens nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in % (mit Übergangssockel)														
Übriges betriebsnotwendiges Vermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 3)														
2 Finanzanlagen														
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens														
1.a Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des betriebsnotwendigen Vermögens in % (mit Übergangssockel)														
Betriebsnotwendiges Eigenkapital (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 4-6)														
4. Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten														
4.a davon ZJ > 2006 (Übergangssockel)														
4.b davon ZJ ≤ 2006														
II.a Abzugskapital exkl. BKZ/NAKB														
II. Abzugskapital														
III. Verzinsliches Fremdkapital														
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in % (mit Übergangssockel)														

**A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**  
**1. Zusammenfassung (3. Regulierungsperiode)**

1.1 Daten der Regulierungsperiode	
Verfahrensart	Regelverfahren
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV	
Basisjahr [t <sub>0</sub> ]	2015
Effizienzwert [EW]	100,00%
Supereffizienzwert [SEW]	
Verbraucherpreissam- stindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>0</sub> ]	100

1.2 Jahresdaten				
Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV (V <sub>t</sub> )	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARegV [V <sub>t, in-eff.</sub> ]	Verbraucherpreissam- stindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>t</sub> ]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF <sub>t</sub> ]
2013	0,20		100,47	0,4900%
2019	0,40		102,25	0,9824%
2020	0,60		103,80	1,4772%
2021	0,80		105,63	1,9745%
2022	1,00		107,50	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	EO <sub>t</sub> =	+ KA <sub>dn,t</sub>	+ (KA <sub>vn,t</sub> )	+ (1 - V <sub>t</sub> )	* KA <sub>b,t</sub>	+ B <sub>t</sub>	/ T	
2018	68.786.743			0,80	0		5	
2019	68.922.130			0,60	0		5	
2020	68.852.221			0,40	0		5	
2021	69.035.129			0,20	0		5	
2022	69.194.838			0,00	0		5	
Jahr	Verbraucherpreissam- stindex nach § 8 Satz 2 ARegV im Jahr t	Verbraucherpreissam- stindex nach § 6 Abs. 1 ARegV im Basisjahr / VPI <sub>0</sub>	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkostenauf- schlag nach § 10a ARegV	Qualitätsselement nach § 19 ARegV	volatile Kostenan- teile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t	volatile Kostenan- teile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr -VK <sub>0</sub>	Sonstiges
t	* (VPI <sub>t</sub> )		- PF <sub>t</sub>	+ KKA <sub>t</sub>	+ Q <sub>t</sub>	+ (VK <sub>t</sub> )		+ Sonstiges
2018	100,47	100,00	0,0049	0	0	0	0	0
2019	102,25	100,00	0,0058	0	0	0	0	0
2020	103,80	100,00	0,0148	0	0	0	0	0
2021	105,63	100,00	0,0157	0	0	0	0	0
2022	107,50	100,00	0,0247	0	0	0	0	0

2 Detaillierte Übersicht (3. Regulatorperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basjahr 2015, t <sub>0</sub>		1. Jahr 2018, t <sub>1</sub>		2. Jahr 2019, t <sub>2</sub>		3. Jahr 2020, t <sub>3</sub>		4. Jahr 2021, t <sub>4</sub>		5. Jahr 2022, t <sub>5</sub>	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1)												
Konzessionsabgaben (Nr. 2)												
Betriebssteuern (Nr. 3)												
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4)												
genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (Nr. 6)												
Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARegV												
verbleibende Kosten Blogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 8a)												
betrieb. und tarifvertrag. Vereinbar. zu Lohnsatz- und Versorgungsleist. (Nr. 9)												
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10)												
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)												
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen (Nr. 13)												
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen												
Pauschale im Vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 Satz 3 ARegV												
Summe												
<b>I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten KA<sub>nb</sub> (Saldo)</b>												
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten für Lastfluszusagen	0		0		0		0		0		0	
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo	0		0		0		0		0		0	
<b>II. Differenz der volatilen Kostenanteile (VK<sub>1</sub> - VK<sub>0</sub>)</b>			0		0		0		0		0	

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2015, $t_0$	1. Jahr 2018, $t_1$	2. Jahr 2019, $t_2$	3. Jahr 2020, $t_3$	4. Jahr 2021, $t_4$	5. Jahr 2022, $t_5$
Gesamtkosten	$KA_{ges}$						
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	$KA_{dnb}$						
Kapitalkostenabzug	$KKAb_t$						
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{vnb,t} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t) \cdot EV_t$						
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{bt} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t - KA_{vnb,t})$						
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_t) \cdot KA_{bt}$						
Effizienzbonus	$B_0$						
verteilter Effizienzbonus	$B_0 / T$						
<b>III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil</b>	<b><math>KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{bt} + B_0 / T</math></b>						
<b>2.4 Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)</b>		<b>VPI 2015 (= VPI<sub>0</sub>)</b>	<b>VPI 2016</b>	<b>VPI 2017</b>	<b>VPI 2018</b>	<b>VPI 2019</b>	<b>VPI 2020</b>
Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV	VPI	100,00	100,47	102,25	103,80	105,63	107,50
Steigerung des Verbraucherpreisgesamtindex bezogen auf Basisjahr	$VPI_t / VPI_0$		1,0047	1,0225	1,0380	1,0563	1,0750
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	1,0127	1,0232	1,0366	1,0503
<b>III. Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF</b>	<b>III.a x (VPI<sub>t</sub>/VPI<sub>0</sub> - PF<sub>t</sub>)</b>						
<b>2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA<sub>t</sub>)</b>							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	$KKA_t$		0	0	0	0	0
<b>2.6 Qualitätselement (Q<sub>t</sub>)</b>							
V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV	$Q_t$		0	0	0	0	0
<b>2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulatorformel (EO<sub>t</sub>)</b>	<b><math>EO_t = I. + III. + IV. + V. + II.</math></b>						
<b>2.8 Sondersachverhalte</b>							
Sachverhalte die nicht von der Regulatorformel erfasst werden							
<b>3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze</b>	<b>EO<sub>t</sub></b>		<b>68.786.743</b>	<b>68.922.130</b>	<b>68.852.221</b>	<b>69.035.129</b>	<b>69.194.838</b>



**A3 Effizienzvergleich**

Ergebnisse des Effizienzvergleichs	
Verfahren	Wert
DEA <sub>Normal</sub>	
DEA <sub>Standardisiert</sub>	
SFA <sub>Normal</sub>	
SFA <sub>Standardisiert</sub>	

Ergebnisse der Supereffizienzanalyse	
Verfahren	Wert
DEA <sub>Normal</sub>	
DEA <sub>Standardisiert</sub>	

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]	

Vergleichsparameter		
Bezeichnung	Einheit	Wert
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	m³/h	647.697,96
Rohrvolumen	m³	
Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten	Anzahl	
Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4	Anzahl	398,00
Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1m) mit der Netzlänge	km	

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		
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		
3. Betriebsgebäude		
4. Verwaltungsgebäude		
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen		
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen		
7. Werkzeuge/Geräte		
8. Lagereinrichtung		
9.1 Hardware		
9.2 Software		
10.1 Leichtfahrzeuge		
10.2 Schwerfahrzeuge		
II. Gasbehälter		
III. Erdgasverdichteranlagen		
1. Erdgasverdichtung		
2. Gasreinigungsanlagen		
3. Piping und Armaturen		
4. Gasmessanlagen		
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)		
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)		
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)		
8. Verkehrswege		
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen		
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar		
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar		
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar		
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar		
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)		
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss		
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)		
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)		
6. Armaturen/Armaturenstationen		
7. Molchscheusen		
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)		
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen		
1. Gaszähler der Verteilung		
2. Hausdruckregler/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		

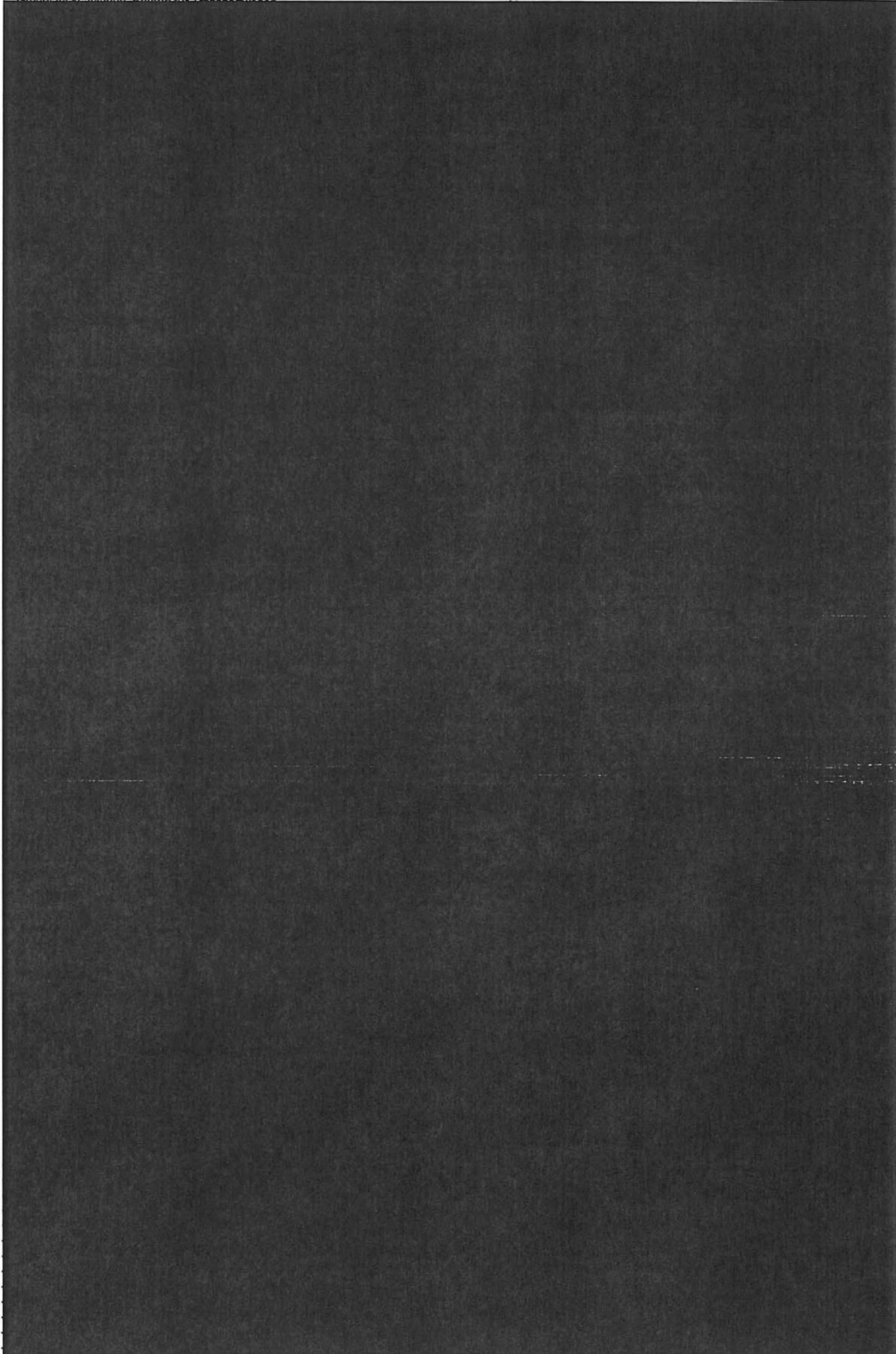
**Annuitätische Kosten des SAV**

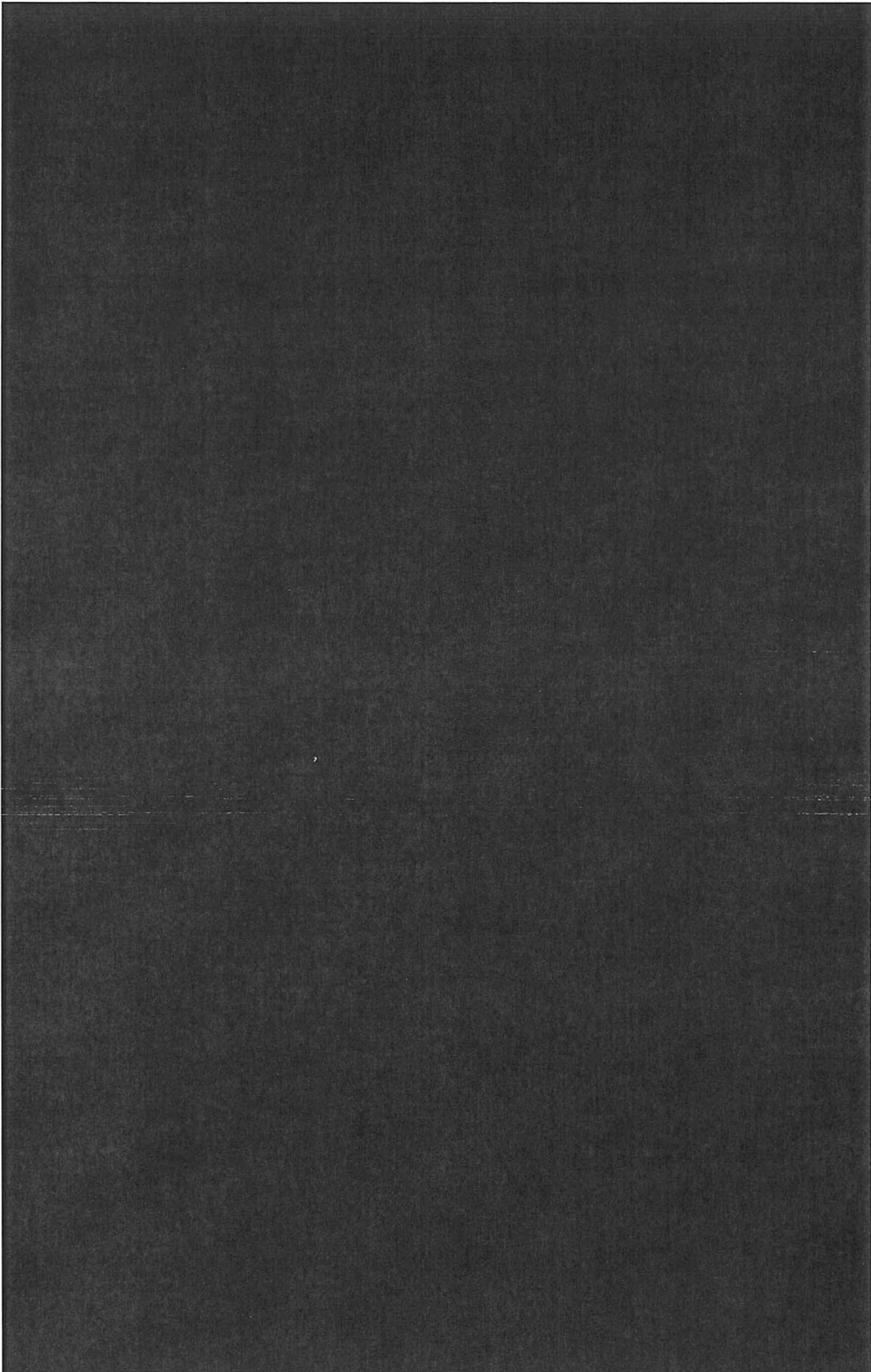
Weitere Vermögenspositionen	Durchschnittlicher Bestand	Zusätzliche Verzinsung
a) Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens		
b) Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
c) Grundstücke zu AK/HK		
d) Sonstiges		
e) Bilanzwerte der Finanzanlagen		
f) Bilanzwerte des Umlaufvermögens		

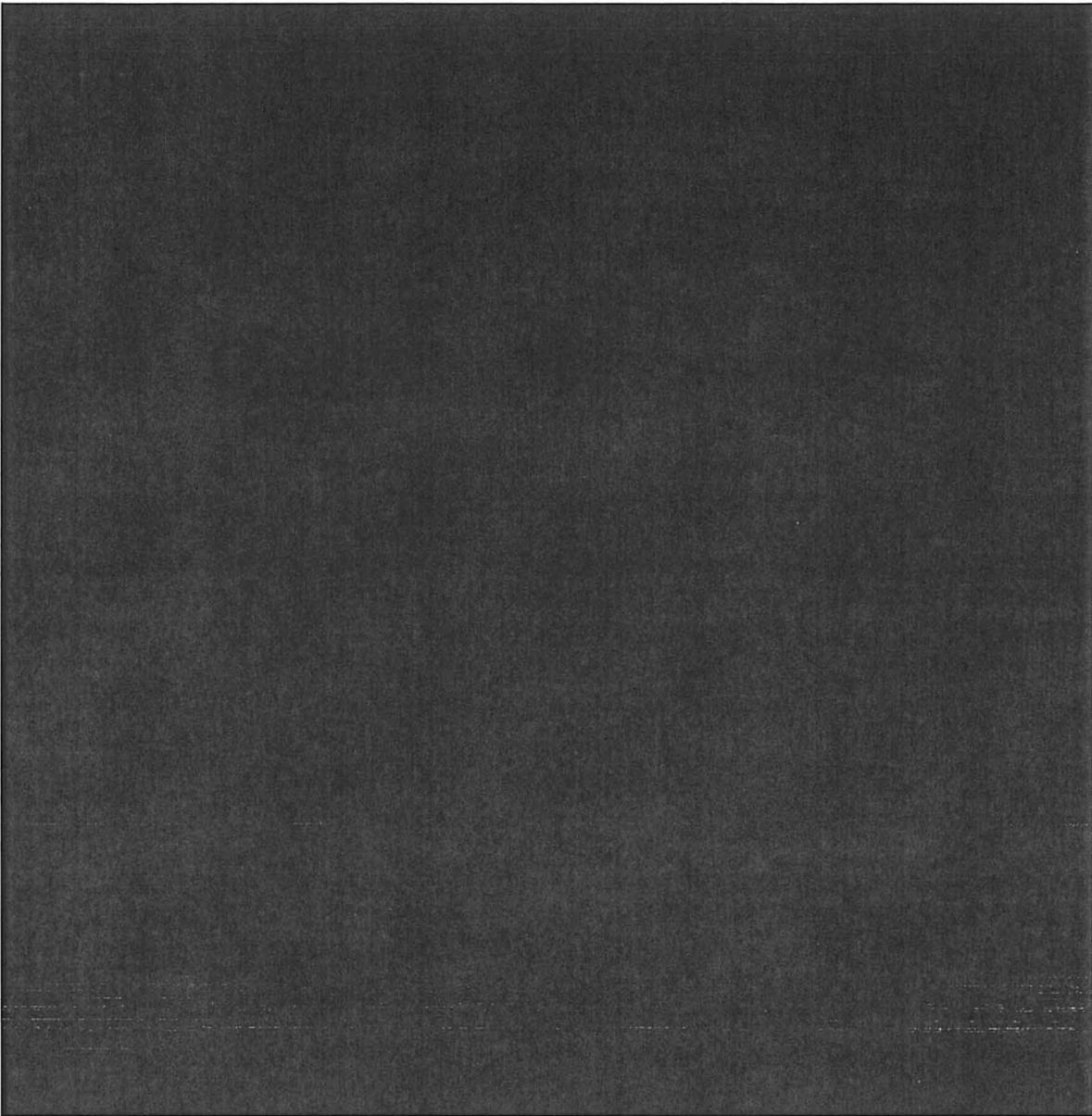
**Zusätzliche Zinsen**

Anlagengruppe	Jahr	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten
---------------	------	--	----------------------

Grundstücksanlagen, Anlagen für Transportwesen







**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		
	<b>Summe</b>		

## Aufwandsparameter

## Anlage V

	Netzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten]
<b>1 Aufwandsgleiche Kosten</b>				
<b>1.1 Materialaufwand</b>				
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie				
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie				
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch				
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie				
1.1.1.5 Sonstiges				
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen				
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber				
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur				
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung				
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen				
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich				
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen				
1.1.2.7 Sonstiges				
<b>1.2 Personalaufwand</b>				
1.2.1 Löhne und Gehälter				
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				
1.2.2.1 für Altersversorgung				
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen				
<b>1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>				
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen				
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten				
1.3.4 Sonstiges				
<b>1.4 sonstige betriebliche Steuern</b>				
1.4.1 KFZ-Steuer				
1.4.2 Grundsteuer				
1.4.3 Sonstiges				
<b>1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen</b>				
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen				
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV				
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA				
1.5.4 Wartung und Instandsetzung				
1.5.5 Konzessionsabgaben				
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.7 Versicherungen				
1.5.8 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 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				
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>				
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen				
2.2 Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen				
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>				
<b>4 Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>				
<b>I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>				
<b>5 Kostenmindernde Erlöse</b>				
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben				
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste				
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffungen				
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren				
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Basisbilanzausgleich				
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen				
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten				
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV				
5.4 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom				
5.5 Erlöse aus Differenzmengen				
5.6 Andere sonstige Erlöse				
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)				
<b>6 Bestandsveränderungen</b>				
<b>7 andere aktivierte Eigenleistungen</b>				
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>				
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen				
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV				
8.4 Andere sonstige Erträge				
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>				
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Anlagevermögens				
<b>10</b>				
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>				
11.1 Erträge aus Finanzanlagen				
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling				
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen 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				
<b>I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>				
<b>II. Netzkosten</b>				

OPEX

CAPEX	
kostenmindernde Erl. und Ertr.	
Kalk. Gewerbesteuer	
Aufwandsparameter	

**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

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. Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5)**

Der Netzbetreiber hat in dieser Position unter der Bezeichnung „Lager und anderes Material“ [REDACTED] geltend gemacht. Hierzu hat er ausgeführt, darin seien die Materialien enthalten, die für Reparaturmaßnahmen, Sanierungen etc. sowie die laufende Wartungs- und Instandhaltung erforderlich seien. Im Zuge der Anhörung wurde der Kostenzuwachs sowie die Beziehung zu Erlöspositionen erläutert, so dass der Antragswert anerkannt werden konnte.

### **1.2. 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 [REDACTED] (bzw. nach der Anhörung aufgrund einer Korrektur des Biogasanteils von [REDACTED] geltend gemacht. Dabei handelt es sich um eine Fülle von einzelnen Fremdleistungen aus den Bereichen Hoch- und Tiefbau, Anlagenbau, Elektrotechnik etc. Auch hier wurden im Zuge der Anhörung weitere Nachweise erbracht, der Bezug zu Erlöspositionen dargelegt und außerdem [REDACTED] aufgezeigt, so dass der Antragswert anerkannt wurde.

### **1.3. Sonstiges (Ziffer 1.1.2.7) und andere sonstige Erträge (Ziffer 8.4)**

Im Zuge der Anhörung hat der Netzbetreiber eine Korrektur der Biogas-Abzugswerte von [REDACTED] gemeldet, die berücksichtigt wurden.

#### **1.3.1. Rückstellung für fehlende Leitungsrechte**

Für die Rückstellung für fehlende Leitungsrechte sind im Basisjahr 2015 Zuführungsaufwand in Höhe von [REDACTED] € und ein Ertrag aus der Auflösung in Höhe von [REDACTED] € angefallen. Der Netzbetreiber hat in seiner Überleitrechnung zu kalkulatorischen Werten den Ertrag komplett gekürzt und den Aufwand stehen gelassen und sich dabei auf eine Besonderheit wegen einer neuen Mengenermittlung im Basisjahr berufen. Anzuerkennen sind jedoch jeweils die Werte der Gewinn- und Verlustrechnung, da der Netzbetreiber

darlegen konnte, dass es sich nicht um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt.

### **1.3.2. Rückstellung für Beseitigung stillgelegter Leitungen**

Für die Rückstellung für die Beseitigung stillgelegter Leitungen sind im Basisjahr 2015 Zuführungsaufwand in Höhe von [REDACTED] € und ein Ertrag aus der Auflösung in Höhe von [REDACTED] € angefallen. Der Netzbetreiber hat in seiner Überleitrechnung zu kalkulatorischen Werten den Ertrag komplett gekürzt und den Aufwand stehen gelassen und sich dabei auf eine Besonderheit wegen einer neuen Mengenermittlung im Basisjahr berufen. Im Zuge der Anhörung konnte zur Überzeugung der Beschlusskammer hinreichend dargelegt werden, dass es sich nicht um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt, so dass auf Seiten der Zuführung und des Ertrags die Werte der GuV des Geschäftsjahres 2015 zu berücksichtigen waren.

### **1.3.3. Rückstellung für verminderte Leitungsüberdeckung**

Für die Rückstellung für verminderte Leitungsüberdeckung sind im Basisjahr 2015 Zuführungsaufwand in Höhe von [REDACTED] € und ein Ertrag aus der Auflösung in Höhe von [REDACTED] € angefallen. Der Netzbetreiber hat in seiner Überleitrechnung zu kalkulatorischen Werten den Ertrag und in diesem Fall auch den Aufwand gekürzt und sich dabei auf eine Besonderheit wegen einer neuen Mengenermittlung im Basisjahr berufen. Im Zuge der Anhörung konnte zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt werden, dass der Ertrag aus der Auflösung ein Einmaleffekt ist, der allein auf der Schätzung des außerordentlich hohen Zuführungsaufwandes im Jahr 2014 beruht. Dementsprechend wurden entsprechend dem Antrag der Ertrag und der Aufwand nicht berücksichtigt.

Zum Anfangs- und Endbestand der Rückstellung wird auf die entsprechenden Ausführungen in dieser Anlage verwiesen.

## **1.4. Löhne und Gehälter (Ziffer 1.2.1)**

Der Netzbetreiber macht in dieser Position [REDACTED] geltend.

Davon entfallen [REDACTED] € auf Zuführungsaufwand zu einer Rückstellung für „Ausscheiden Sozialplan“. Dabei handelt es sich um Aufwendungen für das Ausscheiden eines Mitarbeiters aus Altersgründen. Die Rückstellung wurde erstmalig 2015 gebildet. Mangels weiterer Ausführungen hat der Netzbetreiber nicht nachgewiesen, dass es sich hierbei um Kosten handelt, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Das Ausscheiden eines Mitarbeiters aus Altersgründen ist ein vorhersehbarer Umstand, so dass laufend Rückstellungen gebildet werden müssten. Eine Rückstellungsbildung lediglich im Basisjahr der Kostenprüfung ist nicht betriebsnotwendig. Anerkennungsfähig ist lediglich 1/5 des Zuführungsaufwandes in Höhe von [REDACTED]

## **1.5. Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten (Ziffer 1.6.9)**

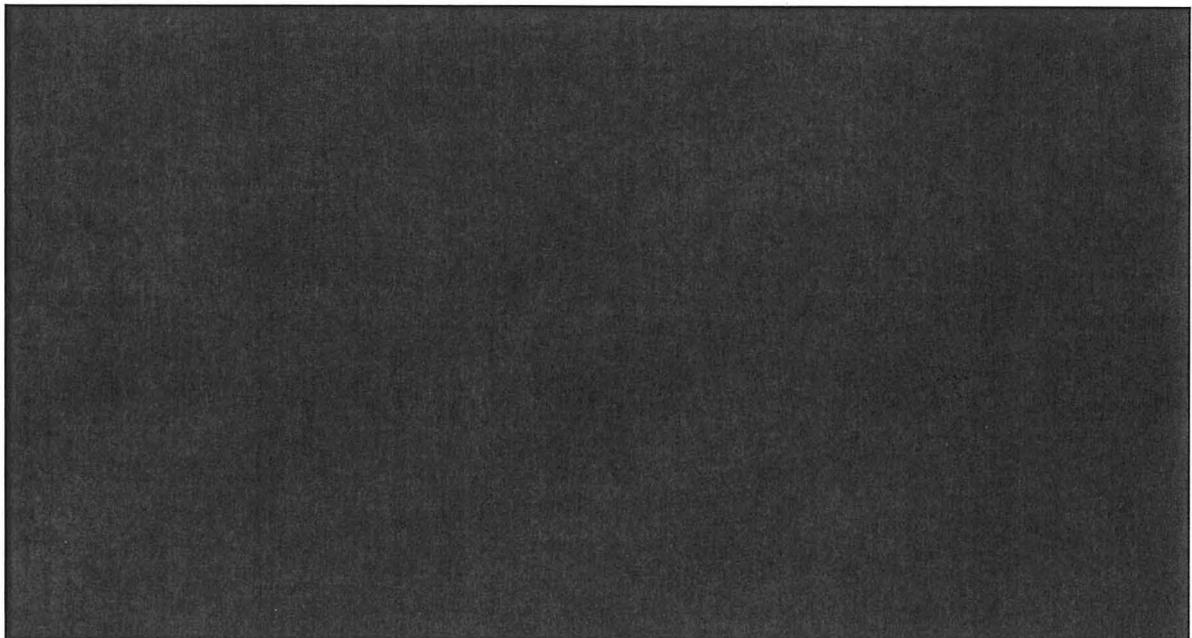
Die vom Netzbetreiber hier geltend gemachte Korrektur der Biogaskosten von [REDACTED] € wurde berücksichtigt.

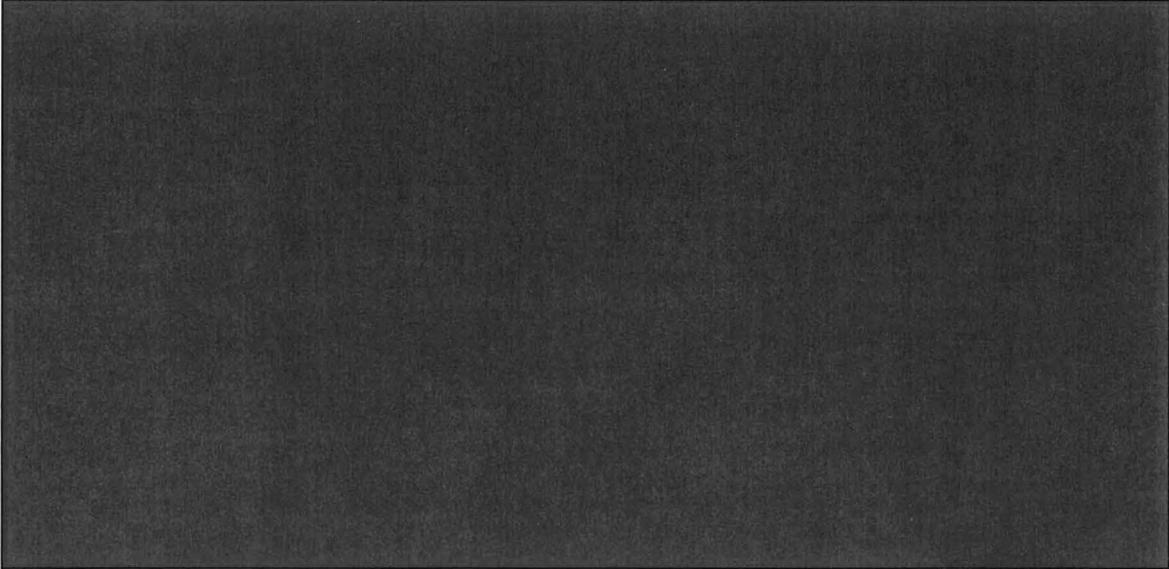
**1.6. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.11.) sowie Aufwendung für Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.13.)**

Der Netzbetreiber hat in der Position 1.5.11 den handelsrechtlichen Wert in Höhe von [REDACTED] € von sich aus um [REDACTED] € aufgrund fehlender Betriebsnotwendigkeit gekürzt.

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vornherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb.

Aufgrund der Nachweise des Netzbetreibers sind über den Kürzungsbetrag von [REDACTED] € hinaus folgende Beträge ebenso nicht anerkennungsfähig. Im Einzelnen:





Im Zuge der Anhörung wurde außerdem die Betriebsnotwendigkeit von [REDACTED] € für Öffentlichkeitsarbeit nachgewiesen. Hierbei handelt es sich nicht um klassische Öffentlichkeitsarbeit im Sinne von Werbung, sondern insb. um Aufwand für Personalgewinnung und Herstellung der notwendigen Akzeptanz in der Bevölkerung hinsichtlich Baumaßnahmen.

Hinsichtlich des in der Kostenposition 1.5.13 ausgewiesenen Betrages in Höhe von [REDACTED] € gilt, dass die Betriebsnotwendigkeit des hier gebuchten Aufwandes im Zuge der Anhörung nachgewiesen werden konnte. Dadurch ergibt sich ein zur Anhörung um [REDACTED] € erhöhter Netzkostenblock.

**1.7. Kosten für Einzelwertberichtigungen, Pauschalwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen (Ziffer 1.5.14, 1.5.15 sowie 1.5.16) in Verbindung mit Sonstiges (1.5.18)**

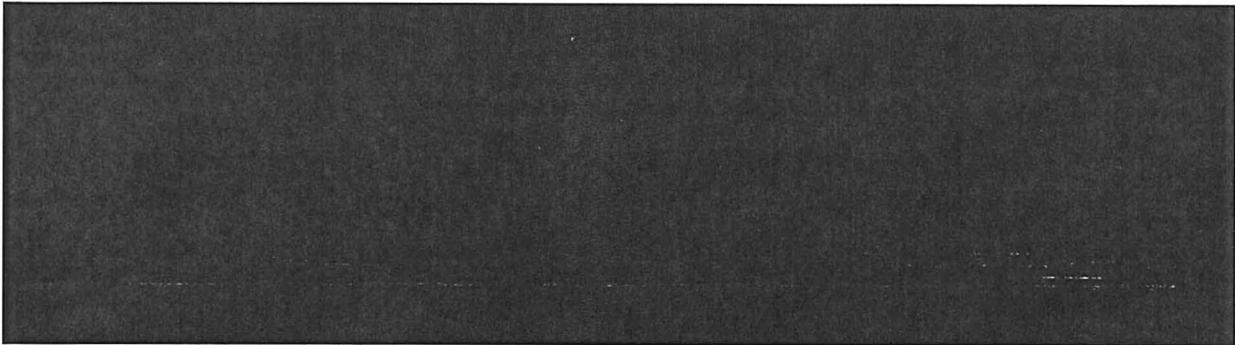
Kosten, die unter den Positionen 1.5.14 und 1.5.16 (Sonstige betriebliche Aufwendungen, davon Einzelwertberichtigungen bzw. Abschreibungen auf Forderungen) geltend gemacht werden, sind nur dann berücksichtigungsfähig, wenn es sich um Berichtigungen bzw. Abschreibungen wegen uneinbringlicher Forderungen handelt. Uneinbringliche Forderungen liegen vor, wenn es sich um einen endgültigen Forderungsausfall handelt, d. h. die Beitreibung des Forderungsbetrages erfolglos abgeschlossen wurde (bspw. fruchtlose Zwangsvollstreckung oder Insolvenzverfahren mangels Masse eingestellt). Darüber hinaus steht die Existenz einer Versicherung gegen Forderungsausfälle einer Kostenanerkennung von Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen entgegen. Das Vorliegen uneinbringlicher Forderungen ist vom Netzbetreiber ausführlich, unter Nennung der Firma des Debtors, der Höhe des Forderungsausfalls, der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der versuchten Beitreibung etc. darzulegen.

Gemäß Jahresabschluss für das Jahr 2015 wurden im Geschäftsjahr 2015 Einzelwertberichtigungen vorgenommen und Forderungen um Pauschalwertberichtigungen gekürzt (Anhang, S. 8). Jedoch erfolgte die Buchung nicht erfolgswirksam, so dass im Vergleich zur Anhörung Beträge von [REDACTED] € nicht mehr gekürzt sind.

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber eine Hinzurechnung unter Ziffer 1.5.16 in Höhe von [REDACTED] € vorgenommen bzw. begehrt im Zuge der Anhörung die Anerkennung eines Forderungsausfalls in Höhe von [REDACTED] €. Diese Hinzurechnung wurde in Höhe von 1/5 von [REDACTED] € akzeptiert, da derartige Forderungsausfälle eine Besonderheit darstellen. Hier besteht außerdem die Besonderheit, dass der Aufwand 2012 angefallen ist, aber der endgültige Forderungsausfall erst 2015 eingetreten ist, so dass im Sinne der oben dargelegten Grundsätze eine Anerkennung stattfinden kann.

**1.8. Sonstiges (Ziffer 1.5.18)**

Unter dieser Position hat der Netzbetreiber [REDACTED] € geltend gemacht. Davon entfallen [REDACTED] € auf Dienstleistungserbringung durch folgende verbundene Unternehmen:



§ 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 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“).

Den Differenzbetrag von [REDACTED] € zwischen den [REDACTED] € und den Einzelwerten (s.o.) hat der Netzbetreiber im Zuge der Anhörung näher erläutert, so dass dieser nunmehr anerkannt werden konnte.

Im Zuge der Anhörung wurde die Notwendigkeit des Betrages von [REDACTED] [REDACTED] erbracht durch die [REDACTED] in der ersten Jahreshälfte, auch im Hinblick auf den Wechsel des Dienstleisters dargelegt, so dass dieser anerkannt werden konnte, auch wenn der Betrag nicht im an sich dafür vorgesehenen Dienstleisterbogen abgebildet ist. Hinsichtlich der übrigen Dienstleistungsverträge mit der [REDACTED] [REDACTED] gilt, dass von den geltend gemachten Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] € lediglich [REDACTED] € anerkennungsfähig sind.

Die Beschlusskammer hat festgestellt, dass die dem Netzbetreiber in Rechnung gestellten Preise über den Kosten gemäß GasNEV liegen. Der Netzbetreiber hätte die Dienstleistung somit zu den um den Gewinnaufschlag verringerten Kosten selbst erbringen können.

Die zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse ergeben sich aus **Anlage I-DL1**.

Daneben nimmt der Netzbetreiber eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] vor. Dies betrifft Aufwendungen aus einem Dienstleistungsvertrag für [REDACTED]. Dieser Vertrag ersetzt den Vertrag mit der [REDACTED] zum [REDACTED] der zum 31.12.2015 gekündigt wurde. Der Vertrag mit der [REDACTED] wurde ab dem 01.07.2015 geschlossen, so dass der Netzbetreiber 50 % des Dienstleistungsentgeltes in Ansatz bringt (weitere 50 % sind bereits in der Gewinn- und Verlustrechnung enthalten).

Diese Hinzurechnung ist nicht zu akzeptieren. Hinsichtlich des bisherigen Vertrages mit der [REDACTED] über [REDACTED] € wurden Fremdleistungen separat abgerechnet (diese wurden von der [REDACTED] im Namen und für Rechnung des Netzbetreibers in Auftrag gegeben, sind also in den [REDACTED] € nicht enthalten). Im Ergebnis wurden für die erste Jahreshälfte das Entgelt in Höhe von [REDACTED] € (s.o.) zuzüglich Einzelabrechnungen im Aufwand und für die zweite Jahreshälfte [REDACTED] € anerkannt.

### **Buchverluste**

Der Netzbetreiber macht in der Position Kosten in Höhe von [REDACTED] € für Buchverluste geltend. Diese sind nicht anerkennungsfähig. Buchverluste entstehen, wenn Anlagengüter vorzeitig den Netzbetrieb verlassen und dabei zu einem unter dem Buchwert bzw. dem kalkulatorischen Restwert liegenden Preis veräußert werden. Bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus sind lediglich die Kosten berücksichtigungsfähig, die sich dem Grunde oder der Höhe nach auch während der Regulierungsperiode einstellen. Da Anlagengüter jedoch zumindest in kalkulatorischer Hinsicht aufgrund der gemäß § 6 Abs. 3 ARegV ermittelten Kapitalkostenabzugs den Netzbetrieb nicht vorzeitig verlassen, sondern planmäßig abgeschrieben werden, kann ein entsprechender Buchverlust dem Grunde nach schon nicht zu berücksichtigen sein.

Außerdem handelt es sich bei dem Wert um den handelsrechtlichen Buchverlust von Anlagengütern, die kalkulatorisch bereits abgeschrieben waren.

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

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagengüter 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 1.1.2004 die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

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

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

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

entsprechen, wird sie von ihren Rücknahmebefugnissen Gebrauch machen.

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

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

## **2.2. Hinzurechnungen durch den Netzbetreiber im Sachanlagevermögen und bei den Baukostenzuschüssen**

Der Netzbetreiber hat unter Berufung auf einen Beschluss des BGH vom 10.11.2015 (EnVR 26/14) die bisherige Praxis betreffend die Passivierung von Baukostenzuschüssen kalkulatorisch bereinigt. Diese hat er in der Vergangenheit nicht immer passivisch ausgewiesen, sondern überwiegend die Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend gemindert angesetzt. Im Erhebungsbogen hat er (ausgehend von den handelsrechtlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Jahre 1961 bis 2010) Hinzurechnungen beim Sachanlagevermögen in Höhe von insgesamt [REDACTED] € vorgenommen, so dass ein Abgleich mit den Prüfergebnissen der letzten Kostenprüfung möglich war. Für die Jahre 2011 bis 2015 hat er nicht die handelsrechtlich testieren Anschaffungs- und Herstellungskosten eingetragen, sondern diese um die handelsrechtlich nicht passivierten Baukostenzuschüsse in Höhe von [REDACTED] € überhöht eingetragen. Gleichzeitig hat er für die Jahre 1995 bis 2015 bei den historischen Zugängen der Baukostenzuschüsse [REDACTED] € und damit [REDACTED] € mehr eingetragen, als tatsächlich in diesem Zeitraum an Baukostenzuschüssen passiviert wurde.

Die Beschlusskammer hat dieses Vorgehen rückgängig gemacht und lediglich die handelsrechtlich testieren Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt sowie zu Gunsten des Netzbetreibers nur die handelsrechtlich passivierten Baukostenzuschüsse in Ansatz gebracht und auch nur insoweit Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen berücksichtigt (s.u.). Dies begründet sich in § 6 Abs. 6 S. 6 GasNEV. Denn bei der Vorgehensweise des Netzbetreibers kann nicht ausgeschlossen werden, dass es zu Abschreibungen unter Null kommt. Die Argumentation des Netzbetreibers verkennt

den Zusammenhang zwischen Abschreibungen und den Erträgen aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen. Die Erträge können für den abgeschlossenen Zeitraum nicht nachgeholt werden, so dass erhöhte Abschreibungsbeträge nicht gerechtfertigt sein können.

Im Zuge der Anhörung wurde die Kürzung im Sachanlagevermögen bei der Geschäftsausstattung in den Jahresscheiben 2006 bis 2010 in Höhe von [REDACTED] € rückgängig gemacht, da dieser Betrag geringwertige Wirtschaftsgüter sowie Korrekturen des Anlagevermögens betrifft.

Des Weiteren wurden Korrekturen aufgrund des Abzugs Investitionsmaßnahmen vorgenommen (vgl. S. 78 f. des Anhörungsschreibens).

### 2.3. Wegfall der Investitionsmaßnahmen

Da der Netzbetreiber zum 30.06.2017 einen Antrag auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags gestellt hat, entfällt der Abzug der AK/HK und der Anlagen im Bau aufgrund von Investitionsmaßnahmen, § 34 Abs. 7 ARegV. Die ursprünglich durch den Netzbetreiber im Erhebungsbogen ausgewiesenen Abzugsbeträge von [REDACTED] € im Anfangsbestand der Anlagen im Bau und [REDACTED] € im Endbestand der Anlagen im Bau sowie [REDACTED] € AK/HK von Regeleinrichtungen aus dem Jahr 2015 und [REDACTED] € AK/HK von Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar der Jahre 2011 bis 2015 sind also nicht mehr in Abzug zu bringen. Auf die nach der Anhörung vorgenommenen Korrekturen der Abzugsbeträge kommt es damit nicht an.

### 2.4. Gegebene Baukostenzuschüsse

Der Netzbetreiber weist Abschreibungen auf immaterielles Vermögen in Höhe von [REDACTED] € aus. Hierbei handelt es sich um einen Baukostenzuschuss, den der Netzbetreiber im Jahre 2011 in Höhe von [REDACTED] € an [REDACTED] gezahlt hat. Der Netzbetreiber geht hierbei von einer Abschreibungsdauer von 8 Jahren aus. Gemäß dem Beschluss des BGH vom 10.11.2015 (BGH, Beschluss v. 10.11.15, EnVR 26/14, Rn. 4 ff.) ist jedoch der von einem Netzbetreiber gezahlte Investitionskostenzuschuss in entsprechender Anwendung des § 9 Abs. 2 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear abzuschreiben. Bei einer 20-jährigen Abschreibungsdauer ergibt sich eine Abschreibung auf den gezahlten Baukostenzuschuss in Höhe von [REDACTED] € sowie ein Anfangsbestand von [REDACTED] € sowie ein Endbestand von [REDACTED] €.

Der Netzbetreiber hat dies im Zuge der Anhörung bestätigt und angegeben, dass dieser Baukostenzuschuss nur handelsrechtlich über 8 Jahre abgeschrieben wird. Ein Zusammenhang mit Erträgen besteht im Gegensatz zum Sachverhalt unter 2.2 hier nicht.

## 2.5. Weitere Positionen im weiteren Anlagevermögen

Die Beschlusskammer hat zu Gunsten des Netzbetreibers seine Angaben auf dem Tabellenblatt D3\_WAV bei den geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände vervollständigt und für die überwiegend im Jahr 2015 zugegangenen Positionen [REDACTED]

[REDACTED] einen Anfangsbestand von [REDACTED] € und einen Endbestand von [REDACTED] € angesetzt. Lediglich die Position „BGA Platten -GBH-System (Software)“ in Höhe von [REDACTED] € blieb unberücksichtigt, da es sich dabei laut Angaben des Netzbetreibers um Biogaskosten handelt.

Was die geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau des Sachanlagevermögens betrifft, hat die Beschlusskammer die vom Netzbetreiber auf dem Tabellenblatt D3\_WAV des Erhebungsbogens eingetragenen Werte um die Beträge korrigiert, die auf Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV und Biogas entfallen. Hierzu wurden im Endbestand [REDACTED] € sowie im Anfangsbestand [REDACTED] € in Abzug gebracht.

Des weiteren wurden Korrekturen aufgrund des Abzugs von Biogaskosten und Investitionsmaßnahmen vorgenommen (vgl. S. 78 f. des Anhörungsschreibens).

## 2.6. 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.

Es ist auch nicht ersichtlich, wie eine Besonderheit des einen Basisjahres zu einer Kürzung sowohl im Anfangs- als auch im Endbestand führen soll. Schließlich sind Prozesse und Gebührenbescheide im Zusammenhang mit den regulatorischen Vorgaben der Bundesnetzagentur mit Sicherheit Sachverhalte, die auch in der dritten Regulierungsperiode ihre Relevanz haben können. Der Netzbetreiber hat gegen die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode (BK4-16-160) Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt.

**3.1.9. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung (Position 10.4 des Erhebungsbogens)**

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des Jahres 2015 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] € in der Bilanzposition 10.4 des Erhebungsbogens vorgenommen. Der Netzbetreiber geht davon aus, dass es sich hierbei um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt, die im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen sei. Der Netzbetreiber hat eine Kürzung auf den Durchschnitt der Jahre 2011 bis 2015 vorgenommen, da der Endbestand 2015 aufgrund einer Besonderheit des Basisjahres stichtagsbedingt zu hoch sei. Die vom Netzbetreiber vorgenommene Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Zum einen wird durch die Berücksichtigung von Mittelwerten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals bereits eine Glättung der Werte vorgenommen. Zum anderen ist die Kapitalstruktur des Netzbetreibers durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen.

**3.1.10. Verbindlichkeiten gegenüber verbundene Unternehmen (Position 10.6 und 10.b des Erhebungsbogens)**

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des Jahres 2015 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. Der Netzbetreiber begründet die Kürzung mit einer Besonderheit im Basisjahr. Es handele sich um eine Verbindlichkeit aus Cash-Pooling, die einmalig im Dezember 2015 aufgelebt sein.

Die vom Netzbetreiber vorgenommene Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Zum einen wird durch die Berücksichtigung von Mittelwerten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals bereits eine Glättung der Werte vorgenommen. Zum anderen ist die Kapitalstruktur des Netzbetreibers durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen.

Außerdem zeigt z.B. der handelsrechtliche Wert dieser Position des Jahres 2013 in Höhe von [REDACTED] dass der Wert des Jahres 2015 in Höhe von [REDACTED] keine Besonderheit ist.

**3.1.11. 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.).

### 3.1.12. Verzinsliches Fremdkapital

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

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

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

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

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

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

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

–	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></b>

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

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

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**.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu).

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

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

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

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

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

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\%$$

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“.<sup>4</sup>

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

---

<sup>4</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt [%]	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.

### 3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

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

### 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen

Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30.). Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

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

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

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

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

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

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

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

### **5.1. Andere sonstige Erlöse (Ziffer 5.6.)**

#### **Gewinnmarge aufgrund Errichtung einer Gasübergabestation**

Der Netzbetreiber nimmt eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] vor. Dies sei die

Gewinnmarge für die Errichtung einer Gasübergabestation im Basisjahr. Es seien Umsatzerlöse in Höhe von [REDACTED] angefallen. Dem stünden Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] gegenüber. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres sei gegeben, da nicht jedes Jahr eine Gasübergabestation errichtet werde.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt jedoch nicht vor. Zum laufenden (regulierten) Geschäft des Netzbetreibers gehört die Dienstleistungserbringung für dritte Unternehmen, soweit der regulierte Bereich betroffen ist. Entsprechende Aufwendungen und Erträge sind auch kalkulatorisch zu betrachten. Dass hier eine (geringe) Gewinnmarge anfällt, ist keine Besonderheit, sondern sollte eher die Regel sein. Der Netzbetreiber hat nicht dargelegt, dass er nur im Basisjahr derartige Dienstleistungen erbringt und in Zukunft nicht mehr erbringen wird. Es kommt nicht darauf an, ob der Netzbetreiber jedes Jahr eine Gasübergabestation errichtet, sondern ob er kontinuierlich Dienstleistungen erbringt. Letzteres ist der Fall. Dass eine besonders hohe Gewinnmarge ggf. eine Besonderheit der Höhe nach darstellen kann, ist vorliegend offensichtlich nicht der Fall.

Da der Netzbetreiber die Kürzung nur in der davon-Position 1.6a des Erhebungsbogens vorgenommen hat, wird die Hinzurechnung durch die Beschlusskammer in der Anlage A1-NB1 nicht ausgewiesen.

### **Saarländische Kooperation**

Darüber hinaus hat der Netzbetreiber die Vorgehensweise bei der saarländischen Kooperation nachvollziehbar erläutert.

Der Netzbetreiber hat unter dieser Position die Umsatzerlöse aus der saarländischen Kooperation verbucht. Laut Aufstellung im Erhebungsbogen sind hier [REDACTED] eingeflossen. Laut Einzelaufstellung mit Schreiben vom 18.11.2016 samt Anlagen des Netzbetreibers betragen jedoch die Umsatzerlöse für die saarländische Kooperation auf den Feldern Netzleitstelle und Dokumentation [REDACTED] €, so dass der Differenzbetrag in Höhe von [REDACTED] von der Beschlusskammer als zusätzlicher Erlös eingebucht wurde.

Auf dem Kooperationsfeld der Dokumentation ergibt sich ein anteiliger Effizienzgewinn für den Netzbetreiber in Höhe von [REDACTED] € (erzielte Umsatzerlöse in Höhe von [REDACTED] abzüglich Fremdleistungen in Höhe von [REDACTED] Sachkosten in Höhe von [REDACTED] und der Rückstellungszuführung für ausstehende Rechnungen in Höhe von [REDACTED] der den anderen Netzbetreibern zustehende Anteil am Effizienzgewinn wird über eine Rückstellungszuführung in Höhe von [REDACTED] ausgewiesen). Allerdings ordnet der Netzbetreiber dem Kooperationsfeld Dokumentation darüber hinaus Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] zu, so dass sich hier letztlich ein Effizienzgewinn von lediglich [REDACTED] einstellt. Jedoch ergeben sich auch keine Anzeichen dafür, dass die

Kooperation auf dem Feld der Dokumentation ineffizient oder nicht betriebsnotwendig wäre.

Auf dem Kooperationsfeld der Netzleitstelle hingegen ergibt sich für den Netzbetreiber ein [REDACTED] da er Aufwand in Form von Dienstleistungsentgelten in Höhe von [REDACTED] hat und dem gegenüber Umsätze in Höhe von [REDACTED] stehen. Etwaige durch die Kooperationspartner zu erstattende Effizienzgewinne sind hier nicht ausgewiesen.

Insgesamt ergibt sich über beide Kooperationsfelder ein [REDACTED]. Dieser Betrag wurde bei Position 5.6 hinzugerechnet. Dieser Fehlbetrag wäre zur Überzeugung der Beschlusskammer bei einer Betriebsführung bei einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht angefallen. Vielmehr würden nur derartige Kooperationen eingegangen, bei denen auch im Basisjahr der Kostenprüfung keine Verluste anfallen.

In diesem Zusammenhang ist jedoch bei der Rückstellung für die saarländische Kooperation nicht nur der Zuführungsaufwand in Höhe von [REDACTED] sondern auch der Ertrag aus der Auflösung in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Bei gesamthafter Betrachtung des Sachverhalts ergibt sich somit ein [REDACTED] in Höhe des Differenzbetrages von [REDACTED].

#### **5.2. Bestandsveränderungen (Ziffer 6)**

Der Netzbetreiber macht negative Bestandsveränderungen, also im Ergebnis Aufwand, in Höhe von -566.774,48 € geltend. Im Zuge der Anhörung konnte der Netzbetreiber nachweisen, dass diese anerkennungsfähig sind, da der Sachverhalt überwiegend die Errichtung einer GDRM-Anlage betrifft und mit den sonstigen Erlösen verbunden ist.

#### **5.3. Andere aktivierte Eigenleistungen (Ziffer 7)**

Der Netzbetreiber kürzt den handelsrechtlichen Wert der anderen aktivierten Eigenleistungen von 2.788.706,94 € um 141.927,16 € mit dem Argument, es handele sich um eine Besonderheit des Geschäftsjahres. Im Ergebnis weist er damit den Durchschnitt der Jahre 2011 bis 2015 aus und begründet dies mit einer „Vergleichmäßigung der Bautätigkeit“. Da eine solche Besonderheit nicht erkennbar ist, ist die Kürzung der Ertragsposition nicht zu akzeptieren. Zum einen unterscheidet sich der Vorjahreswert lediglich um ca. 4 TEUR vom Wert des Basisjahres. Zum anderen gab es im Jahr 2012 sogar aktivierte Eigenleistungen von ca. 3,9 Mio. €. Schließlich ist eine asymmetrische Kürzung nur im Hinblick auf die Ertragsposition unter Außerachtlassung des entsprechenden Aufwands nicht sachgerecht.

#### **5.4. Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen (Ziffer 8.2.)**

Der Netzbetreiber macht Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von [REDACTED] geltend. Hierzu nimmt er ausgehend vom handelsrechtlichen Wert in Höhe von [REDACTED]

█ eine Hinzurechnung in Höhe von █ vor (aufgrund von Baukostenzuschüssen, die mit Anschaffungs- und Herstellungskosten verrechnet wurde, s.o.) sowie eine Umbuchung von den anderen sonstigen Erlösen, in denen Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen enthalten sind, zu den Erträgen aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von █ vor.

Die Beschlusskammer ist bei den Erträgen analog zum Bestand vorgegangen (s.o.), so dass Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen in Höhe von █ berücksichtigt wurden. Die historischen, handelsrechtlichen Zugänge bei den Baukostenzuschüssen wurden hierzu über 20 Jahre aufgelöst.

#### **5.5. Andere Sonstige Erträge (Ziffer 8.4)**

##### **Erträge aus der Auflösung für die Rückstellung Saarländische Kooperation (Ausschüttung)**

Der Netzbetreiber nimmt ausgehend vom handelsrechtlichen Wert dieser Ertragsposition eine Kürzung in Höhe von █ € vor. Dies begründet er damit, dass die entsprechenden Aufwendungen in den Vorjahren geschätzt werden mussten und zukünftig solche Sondersachverhalte nicht mehr zu erwarten seien.

Diese Begründung überzeugt nicht. Zum einen konterkariert der Netzbetreiber seine eigene Begründung einer Besonderheit des Basisjahres, denn er nimmt eine derartige Kürzung ebenso für das Geschäftsjahr 2014 in Höhe von █ vor und begründet dies mit den gleichen Erwägungen. Zum anderen stellt der Sachverhalt deshalb keine Besonderheit des Basisjahres dar, da es sich um einen Umstand handelt, der im Rahmen der saarländischen Kooperation stets auftauchen kann, etwa im Zuge eines Ausbaus der Kooperationsfelder. Dies zeigt, dass es sich um einen wiederkehrenden Sachverhalt handelt. Der Betrag wurde jedoch bei der Berechnung der sich aus der saarländischen Kooperation ergebenden Verluste und Gewinne berücksichtigt (siehe 5.1)

##### **Erträge aus der Zuschreibung des Umlaufvermögens**

Der Netzbetreiber nimmt eine weitere Kürzung in Höhe von █ vor. Dies begründet er damit, dass dieser Ertrag aus der Zuschreibung des Umlaufvermögens eine Besonderheit des Geschäftsjahres wäre. Im Zuge der Anhörung konnte der Netzbetreiber zur Überzeugung darlegen, dass es sich um eine zur nicht anerkennungsfähigen Pauschalwertberichtigung gegenläufige Ertragsbuchung handelt, so dass entsprechend die Kürzung dieses Ertrages anerkannt werden konnte.

##### **Periodenfremde Erträge**

Der Netzbetreiber kürzt sogenannte periodenfremde Erträge in Höhe von █ Diese

Kürzung wurde rückgängig gemacht. Zum einen handelt es sich um testierte Erträge, die gemäß § 4 Abs. 2 S. 1 GasNEV grundsätzlich maßgeblich sind. Zum anderen ist nicht ersichtlich, um was für Erträge es sich handelt und aus welchen Gründen genau der Netzbetreiber die Kürzung vorgenommen hat.

Im Übrigen wird auf die Ausführungen unter Gliederungspunkt 1.3 verwiesen.

## Ermittlung der Netzkosten

Anlage 1-NB1

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
<b>1 Aufwandsgleiche Kosten</b>			
<b>1.1 Materialaufwand</b>			
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie			
1.1.1.5 Sonstiges			
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen			
1.1.2.7 Sonstiges			
<b>1.2 Personalaufwand</b>			
1.2.1 Löhne und Gehälter			
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
<b>1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>			
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4 Sonstiges			
<b>1.4 sonstige betriebliche Steuern</b>			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
<b>1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen</b>			
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV			
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA			
1.5.4 Wartung und Instandsetzung			
1.5.5 Konzessionsabgaben			
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.7 Versicherungen			
1.5.8 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 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			
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>			
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer			
<b>I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>			
<b>5 Kostenmindernde Erlöse</b>			
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben			
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste			
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten			
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV			
5.4 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom			
5.5 Erlöse aus Differenzmengen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)			
<b>6 Bestandsveränderungen</b>			
<b>7 andere aktivierte Eigenleistungen</b>			
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen			
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß §§ 13 Abs. 4 GasNZV			
8.4 Andere sonstige Erträge			
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>			
<b>10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlageverm.</b>			
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>			
11.1 Erträge aus Finanzanlagen			
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling			
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Verm.ggst., Wertpapieren und liquiden Mitteln			
11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)			
11.2.3 Erträge aus Forderungen gg. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen			
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens			
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten			
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
<b>I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>			
<b>II. Netzkosten</b>			

## Kalkulatorische Abschreibungen

## Anlage 2.1-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				
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
3. Betriebsgebäude				
4. Verwaltungsgebäude				
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen				
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen				
7. Werkzeuge/Geräte				
8. Lagereinrichtung				
9.1 Hardware				
9.2 Software				
10.1 Leichtfahrzeuge				
10.2 Schwerfahrzeuge				
II. Gasbehälter				
III. Erdgasverdichteranlagen				
1. Erdgasverdichtung				
2. Gasreinigungsanlagen				
3. Piping und Armaturen				
4. Gasmessanlagen				
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)				
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)				
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)				
8. Verkehrswege				
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar				
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)				
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss				
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)				
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)				
6. Armaturen/Armaturenstationen				
7. Molchscheusen				
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)				
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen				
1. Gaszähler der Verteilung				
2. Hausdruckregler/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				
<b>Summe</b>				

**Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens**

**Anlage 2.2-NB1**

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

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

**Anlage 3-NB1**

Position	Wertansatz		berücksichtigte Ansätze		zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
	Anfangsbestand	Endbestand	Mittelwert	zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKQ1)	
<b>EKQ Eigenkapitalquote</b>					
<b>1 kalkulatorisches Anlagevermögen</b>					
<b>1.1 Altanlagen zu AK/HK</b>					
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK					
<b>1.2 Altanlagen zu TNW</b>					
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK					
<b>1.3 Neuanlagen zu AK/HK</b>					
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK					
<b>2 Finanzanlagen</b>					
2.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2 Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3 Beteiligungen					
2.4 Ausleihungen an Unternehmen, mit denen eine Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6 sonstige Ausleihungen					
<b>3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens</b>					
3.1 Vorräte					
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe					
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen					
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren					
3.1.4 geleistete Anzahlungen					
3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
3.2.1 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2 Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3 Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4 Sonstigen Vermögensgegenständen					
3.3 Wertpapiere					
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2 eigene Anteile					
3.3.3 sonstige Wertpapiere					
3.4 Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks					
<b>I. Betriebsnotwendiges Vermögen</b>		<b>1 + 2 + 3</b>			
<b>4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehm-</b>					
<b>5 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</b>					
<b>6 Rückstellungen</b>					
6.1 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen					
6.2 Steuerrückstellungen					
6.3 sonstige Rückstellungen					
<b>7 Verbindlichkeiten</b>					
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
<b>8 Rechnungsabgrenzungsposten</b>					
<b>9 Kapitalausgleichsposten</b>					
<b>II. Abzugskapital</b>		<b>4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9</b>			
<b>III. Verzinsliches Fremdkapital</b>		<b>7 - 7.a</b>			
<b>IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>		<b>I. - II. - III.</b>			

## Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital

## Anlage 3.1-NB

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

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

Anlage 4-NB1

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



















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

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

### **2.7. 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

## Anlage I-NB

Stahlleitungen bitumiert, IV.2 Grauguss (> DN 150), IV.3 Duktiler Guss, IV.4 Polyethylen (PE-HD) und IV.5 Polyvinylchlorid (PVC) der Anlage 1 die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);

3. für die Anlagengruppen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt und IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, der Anlage 1, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, a) die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 40 Prozent und b) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 60 Prozent;
4. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1 Grundstücke der Anlage 1, der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

§ 6a Abs. 2 GasNEV bestimmt, dass, sofern die in Absatz 1 genannten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind, der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zu Grunde zu legen sind, die mit den in Absatz 1 genannten Indexreihen zu 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](http://www.bundesnetzagentur.de) > Beschlusskammern > Beschlusskammer 9 > Hinweise und Leitfäden > Preisindizes.

### **2.8. 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.

#### **2.8.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen**

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 GasNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zu Grunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt

durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i. V. m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

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

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

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

### 2.8.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

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

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

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

### 2.9. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

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

Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist § 6 i. V. m. § 32 Abs. 3 GasNEV. Grundsätzlich gilt, dass jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen

Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV linear abzuschreiben ist und die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist (§ 6 Abs. 2 und 5 GasNEV).

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

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

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlagen 5 bzw. 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 **Anlagen 5 bzw. 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.

### **3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung**

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

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und

multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. 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**.

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

#### 3.1.1. Grundsätze

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

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

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

–	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u></b>

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

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

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

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

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

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

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

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

### **3.1.3.1. 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.

### **3.1.3.2. 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 Eigenkapital auf höchstens 40 % zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde. Die vom Netzbetreiber häufig beabsichtigte Finanzierung seiner Investitionen ausschließlich oder überwiegend durch Eigenkapital würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter ansteige, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Finanzierungsquelle sind vielmehr üblicherweise aus dem Umsatzprozess verdiente Abschreibungen sowie neue Kreditaufnahmen. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 26f.).

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

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

Der Wechsel von Investitionszyklen, d. h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel anzusparen. Das Umlaufvermögen hat keine 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 Effizienz Gesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind. Forderungen aus Netzentgelten von Netzbetreibern, die Entgelte gemäß §§ 13 bis 16 GasNEV bilden

Der Netzbetreiber hat handelsrechtlich Forderungen aus Netzentgelten in folgenden Positionen ausgewiesen: Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (Position 3.2.1) sind in voller Höhe, d.h. im Anfangsbestand in Höhe von 1.016.846 € und im Endbestand in Höhe von 298.129 € Forderungen aus Netzentgelten. Bei den Forderungen gegen verbundene Unternehmen (Position 3.2.2) sind im Anfangsbestand 10.848.810 € und im Endbestand 592.305 € ausgewiesen. Während im Anfangsbestand nur Forderungen aus Finanzclearing/Cash-Pooling und diverser Dienstleistungserbringung enthalten sind, handelt es sich beim Endbestand auch um Forderungen aus Netzentgelten in Höhe von [REDACTED] gegenüber der [REDACTED]

Außerdem hat der Netzbetreiber bei der Position Forderungen gegen verbundene Unternehmen eine nicht nachvollziehbare Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] im Endbestand vorgenommen.

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

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

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

Ausspeisepunkten, so dass von den entsprechenden Umsatzerlösen 1/24 als Forderungen anerkennungsfähig sind.

Aus den Erlösen aus Konzessionsabgaben können keine anerkennungsfähigen Forderungen resultieren. Denn die Netzentgelte verstehen sich zuzüglich Konzessionsabgabe, so dass eine Berücksichtigung von Forderungsbeständen aufgrund der Konzessionsabgabe in den Netzkosten sachfremd und somit nicht betriebsnotwendig ist.

Auch Erlöse aus Differenzmengen werden nicht berücksichtigt. Hier gleichen sich Erlöse und Aufwendungen im Zeitablauf aus, weshalb sie als durchlaufender Posten nicht betrachtet werden. Spiegelbildlich zu den Forderungen werden auch entsprechende Rückstellungen nicht berücksichtigt.

Der Netzbetreiber weist Umsatzerlöse aus

- Für Erlöse aus Einspeiseentgelten für feste Kapazitäten in Höhe von [REDACTED]
- Für Erlöse aus Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten in Höhe von [REDACTED] wobei der handelsrechtliche Wert von [REDACTED] zu erhöhen war, da es sich insoweit um hier verbuchten Zuführungsaufwand zur Rückstellung für das Regulierungskonto für die zweite Regulierungsperiode handelt (der Zinsaufwand wurde unter Position 1.3.4 der Anlage 1-NB1 in voller Höhe von [REDACTED] anerkannt)
- Für Erlöse aus Entgelten für die Abrechnung in Höhe von [REDACTED]
- Für Erlöse aus Entgelten für die Messung in Höhe von [REDACTED]
- Für Erlöse aus Entgelten für den Messstellenbetrieb in Höhe von [REDACTED]
- Für Vertragsstrafen in Höhe von [REDACTED]
- Für sonstige Umsatzerlöse aus Netzentgelten in Höhe von [REDACTED] wobei der handelsrechtliche Wert in Höhe von [REDACTED] zu kürzen war, da es sich insoweit um Ertrag hinsichtlich der Rückstellungen bzw. Verbindlichkeiten für das Regulierungskonto für die erste Regulierungsperiode handelt.

Insgesamt könnten damit [REDACTED] an Umsatzerlösen der Beurteilung der Anerkennungsfähigkeit der Forderungen aus Netzentgelten zugrunde gelegt werden. 1/24 dieser Umsatzerlöse betragen [REDACTED] in dieser Höhe wären die Forderungen aus Netzentgelten anerkennungsfähig.

Da aber der Netzbetreiber in geringerem Umfang Forderungen aus Netzentgelten ausweist, sind nur die oben dargestellten Beträge hinsichtlich der Forderungen aus Netzentgelten anerkennungsfähig.

Soweit der Netzbetreiber mit einer Pauschale von 1/12 der Jahresumsätze argumentiert, ist

dies im Hinblick auf die Forderungen aus Netzentgelten nicht nachvollziehbar, da die Pauschalen von 1/12 oder 1/24 über dem liegen, was tatsächlich an Beständen bei den Forderungen aus Netzentgelten besteht.

Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 3.4.) in Höhe von 1.952 € im Anfangs- und 3.021 € im Endbestand aus. Zudem weist er in der Position Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (Position 3.2.2.) im Anfangsbestand 10.136.231 € liquiditätsnahe Forderungen aus Cash-Pooling bzw. Finanzclearing aus gegenüber der Creos Deutschland Holding GmbH 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 zunächst keine Liquiditätsrechnung vorgelegt.

Ein Nachweis der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens auf anderem Wege ist aus Sicht der Beschlusskammer zwar grundsätzlich möglich. Die vom Netzbetreiber vorgelegten Unterlagen vermögen allerdings nicht die Betriebsnotwendigkeit der liquiden Mittel und der liquiditätsnahen Forderungen zu begründen.

Der Netzbetreiber hat hinsichtlich eines Bankkontos bei der Saar LB alle dort im Jahr 2015 verbuchten Ein- und Auszahlungen dargestellt. Dies betreffe alle Lohn- und Gehaltszahlungen, Zahlungen in Verbindung mit Finanzbehörden sowie alle Geldeingänge aus gestellten Debitorenrechnungen (insb. aus Netzentgelten). Das Konto werde im Rahmen des Cash-Poolings mit der Creos Deutschland Holding GmbH wertstellungsgemäß immer auf den Kontostand 0,00 € tagesgenau ausgeglichen.

Zudem hat der Netzbetreiber ein „konzerninternes Bankkonto“ dargestellt, über das alle Kreditorenzahlungen abgewickelt werden. Die eigentlichen Zahlungen im Außenverhältnis erfolgen jedoch über ein Bankkonto der Konzernmutter Enovos International S.A. in

Luxemburg.

Die in den beiden Kontenschreibungen abgebildeten Vorgänge hat der Netzbetreiber sodann zusammengefasst und um Ein- und Ausgänge aus Cash-Pooling und die Zahlung des Ergebnisabführungsbetrages bereinigt. Daraus ergebe sich ein tagesgenauer Finanzierungsbedarf von [REDACTED] der als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen anzuerkennen sei.

Der Netzbetreiber hat sodann bei den Forderungen gegen verbundene Unternehmen (Position 3.2.2, Anfangsbestand 10.848.810 € und Endbestand 592.305 €) im Anfangsbestand eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] und im Endbestand eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] vorgenommen.

Durch diese Vorgehensweise konnte der Netzbetreiber nicht die Betriebsnotwendigkeit der entsprechenden Positionen des Umlaufvermögens nachweisen. Dies folgt bereits daraus, dass die Aufstellung des Netzbetreibers sämtliche Auszahlungen umfasst, also auch solche für Investitionszwecke. Über den jährlichen Ersatz hinausgehende Investitionen sind jedoch nicht durch kurzfristiges Kapital zu bedienen. Der negative Cash-Flow aus der langfristigen Investitionstätigkeit muss bei der Bewertung des Liquiditätsbedarfs für die Notwendigkeit der Anerkennung weiteren Umlaufvermögens somit außer Betracht bleiben (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11.11.2015, VI-3 Kart 118/14 (V), S. 24).

Im Zuge der Anhörung hat der Netzbetreiber eine Cashflow-Rechnung in Form des Erhebungsbogens auf Monatsbasis befüllt. Dieser wurde als PDF eingereicht und ist nicht an Anlage 3.2 abgebildet. Die Betriebsnotwendigkeit der liquiden Mittel sowie der liquiditätsnahen Forderungen hat die Beschlusskammer unter Heranziehung der vom Netzbetreiber vorgelegten Liquiditätsrechnung auf Monatsbasis, welche die Zahlungsmittelin- und -abgänge des Netzbetreibers im Basisjahr darstellt, überprüft. Hierbei hat die Beschlusskammer die für die Beurteilung der Betriebsnotwendigkeit relevanten Einzahlungen den relevanten Auszahlungen gegenübergestellt.

In die Berechnung einbezogen wurden die betriebsnotwendigen Auszahlungen für laufende Geschäfte sowie die Einzahlungen aus Umsatzerlösen und Erträgen.

Nicht einbezogen wurden Auszahlungen im Zusammenhang mit Investitionen. Die Auszahlungen für Investitionszwecke wurden nicht berücksichtigt, da „die über den jährlichen Ersatz hinausgehenden Investitionen nicht durch kurzfristiges Kapital zu bedienen sind“ (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.08.2015, VI-3 Kart 118/14, S. 24.). Soweit der Netzbetreiber jedoch einen Anteil der Auszahlungen für Ersatzinvestitionen errechnet, kann dem gefolgt werden.

Ebenfalls berücksichtigt wurden die Einzahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, da diese betriebsnotwendig sind, um Liquiditätsengpässe zu beheben. Die Auszahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs waren ebenfalls zu berücksichtigen, soweit diese betriebsnotwendig sind. Nach der Rechtsprechung des BGH kann ein erhöhtes Abzugskapital unter bestimmten Voraussetzungen ein erhöhtes Umlaufvermögen rechtfertigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.). Den Auszahlungen des Netzbetreibers stehen jedoch keine Passivposten gegenüber, die als Abzugskapital oder verzinsliches Fremdkapital berücksichtigt wurden. Somit war die Auszahlung für Gewinnausschüttung in Höhe von 9.453.637 € nicht zu berücksichtigen. Rechnerisch hat dies jedoch keine Auswirkung, da sich auch bei Berücksichtigung dieser Auszahlung kein Liquiditätsbedarf ergibt, sofern die Ein- und Auszahlungen aus Cash-Pooling nicht berücksichtigt werden (s.u.).

Nicht berücksichtigt wurden Ein- und Auszahlungen aus Cash-Pooling. Soweit ein Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System partizipiert und in diesem Rahmen liquide Mittel abführt, ist dies kein Ausdruck eines Liquiditätsbedarfs, sondern Folge eines Liquiditätsüberschusses. Umgekehrt können Zahlungseingänge aus Cash-Pooling nicht herangezogen werden, um das Fehlen eines Liquiditätsbedarfs zu begründen, da sie gerade zur Deckung eines solchen Bedarfs dienen sollen.

Auszahlungen von Dividenden waren ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Dividenden sind eine Ausschüttung des Gewinns, der somit dem Netzbetrieb nicht mehr als Eigenkapital zur Verfügung stehen kann. Somit kann hieraus auch kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen begründet werden.

Nach Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Ein- und Auszahlungen wurde für jeden Monat, in dem die Einzahlungen die Auszahlungen überstiegen, eine entsprechende Einlagenverzinsung hinzugerechnet. Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD107<sup>1</sup>) haben im Basisjahr 2015 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für Geldeinlagen in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze gewährt.

Bei der Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber gemeldeten Ein- und Auszahlungen hat sich gezeigt, dass kumuliert die Einzahlungen des Netzbetreibers in jedem Monat die Auszahlungen des Netzbetreibers übersteigen, siehe **Anlage 3.2.**

Damit stehen dem Netzbetreiber in jedem Monat aufgrund der vorstehenden Zahlungsflüsse in ausreichendem Maße Mittel zur Verfügung, und es müssen keine "liquiditätsnahen" Umlaufvermögensbestände über die zuvor genannten Vorräte und Netzentgeltforderungen hinaus vorgehalten werden.

---

<sup>1</sup> Die Reihe ist abrufbar unter:

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/geld\\_und\\_kapitalmaerkte\\_details\\_value\\_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www\\_s510\\_ne2](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Geld_und_Kapitalmaerkte/geld_und_kapitalmaerkte_details_value_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www_s510_ne2)

Nach der gleichen Systematik wurde die vom Netzbetreiber auf Tagesbasis eingereichte Cash-Flow-Rechnung erneut analysiert. Hier hat der Netzbetreiber von such aus keine Ein- und Auszahlungen aus Cash-Pooling und auch die Auszahlung wegen der Gewinnausschüttung nicht berücksichtigt. Ausgehend von den Netzbetreiberangaben wurde die Cash-Flow-Rechnung um die fehlenden Nicht-Bankarbeitstage ergänzt, um eine korrekte Zinsberechnung vornehmen zu können. Die Auszahlungen wurden entsprechend der Vorgehensweise des Netzbetreibers bei der Cash-Flow-Rechnung auf Monatsbasis auch hier um Auszahlungen für Investitionszwecke in Höhe von insg. [REDACTED] bereinigt. Dabei wurde der Betrag nicht gleichverteilt, sondern mit den Netzbetreiberangaben zu den Ersatzinvestitionen auf monatlicher Basis gewichtet. So wurden für den Januar tägliche Bereinigungen der Auszahlungen in Höhe von [REDACTED] für Februar um [REDACTED] vorgenommen (usw.).

Nach Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Ein- und Auszahlungen wurde für jeden Tag, in dem die Einzahlungen die Auszahlungen überstiegen, eine entsprechende Einlagenverzinsung hinzugerechnet. Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD107<sup>2</sup>) haben im Basisjahr 2015 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für Geldeinlagen in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze gewährt. Aus dem kumulierten Liquiditätsbedarf bzw. -überschuss wurden auf Tagesbasis Zinsaufwand und Zinserträge mit den Zinsen gemäß Anlage 3.2 berechnet.

Soweit der Netzbetreiber in seiner Stellungnahme einen höheren Zinssatz für kurzfristige Kreditlinien in Höhe von 6,62 % benennt, ist dieser nicht anererkennungsfähig. Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD123) konnten im Basisjahr 2015 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für Kontoüberziehungen im Rahmen genehmigter Kreditlinien in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze berechnen.

Dabei hat sich gezeigt, dass kumuliert die vom Netzbetreiber dargelegten Auszahlungen an vielen Tagen die Einzahlungen des Netzbetreibers übersteigen.

Da der Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System mit anderen verbundenen Unternehmen partizipiert, sind liquide Mittel und liquiditätsnahe Forderungen für ihn nicht betriebsnotwendig. Partizipiert der Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System, wäre es nicht sachgerecht, den Netznutzer für Liquiditätsbedarfe des Netzbetreibers durch die Anerkennung von Kassenbeständen oder kurzfristigen Bankeinlagen (die ohne Cash Pooling vorzuhalten wären) mit den vergleichsweise teuren regulatorischen Eigenkapitalzinsen zu belasten; die Vorteile, die der Netzbetreiber durch das Cash Pooling hat, sind an den Netznutzer weiterzuge-

---

<sup>2</sup> Die Reihe ist abrufbar unter:

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/geld\\_und\\_kapitalmaerkte\\_details\\_value\\_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www\\_s510\\_ne2](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Geld_und_Kapitalmaerkte/geld_und_kapitalmaerkte_details_value_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www_s510_ne2)

ben. Etwaige Zinsaufwendungen, die im Rahmen des Cash Pooling für negative Salden aus Liquiditätsbedarfen innerhalb des Konzernfinanzmanagements entstehen, werden – sofern der zu Grunde liegende Zinssatz für den konzerninternen Überziehungskredit dem Effizienzgebot genügt – vollständig anerkannt. Unerheblich ist dabei, ob auch konkret Zinsaufwendungen anfallen. Sofern keine Zinsen gezahlt werden (Zinssatz für einen Negativsaldo = 0 %), kann selbstredend auch kein Aufwand anerkannt werden.

Selbst bei abschließender Prüfung der Cash-Flow-Rechnung ergibt sich allenfalls ein geringer betriebsnotwendiger Bestand an liquiden Mitteln, wie die folgenden Ausführungen zeigen.

Für den Betrieb des Netzes ist es nicht notwendig, für unterjährige Liquiditätsengpässe ganzjährig Mittel vorzuhalten, die auch ganzjährig als Eigenkapital verzinst werden. Vielmehr ist es in solchen Fällen günstiger und effizienter, hierfür kurzfristige Kreditlinien in Anspruch zu nehmen. Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD123<sup>3</sup>) konnten im Basisjahr 2015 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für Kontoüberziehungen im Rahmen genehmigter Kreditlinien in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze berechnen.

Hätte der Netzbetreiber im Sinne der Betriebsnotwendigkeit die entstandenen Liquiditätsengpässe durch kurzfristige Kredite finanziert, wären Kreditkosten in Höhe von [REDACTED] angefallen (Saldo aus Zinsaufwand in Höhe von [REDACTED] und Zinserträgen in Höhe von [REDACTED]). Diese Kreditkosten ergeben sich aus der Anwendung des jeweiligen Monatszinssatzes auf den Liquiditätsengpass der Tage des jeweiligen Monats. Kreditkosten in dieser Höhe wären somit effizient und betriebsnotwendig gewesen; darüber hinausgehende Finanzierungskosten wären jedoch nicht anerkennungsfähig, da diese nicht betriebsnotwendig sind. Daher hätte die Beschlusskammer die berechneten potenziell betriebsnotwendigen Kreditkosten auf die potenziell betriebsnotwendige Verzinsungsbasis durch Division mit dem Zinssatz gemäß § 7 Abs. 7 GasNEV (EKII-Zinssatz) in Höhe von 3,03 % hochgerechnet und hierdurch anerkennungsfähige ganzjährige Umlaufvermögensbestände ermittelt. Diese Hochrechnung wäre zugunsten des Netzbetreibers unabhängig von seiner EK-Quote mit dem EKII-Zinssatz erfolgt, sodass gewährleistet wäre, dass die ermittelten potenziellen Kreditzinsen in voller Höhe im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus berücksichtigt würden. Anerkennungsfähig wären damit Umlaufvermögensbestände für liquiditätsnahe Forderungen und Kassenbestand in Höhe von [REDACTED]

---

<sup>3</sup> Die Reihe ist abrufbar unter:

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/geld\\_und\\_kapitalmaerkte\\_details\\_value\\_node.html?tsId=BBK01.SUD123&listId=www\\_s510\\_unt1](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Geld_und_Kapitalmaerkte/geld_und_kapitalmaerkte_details_value_node.html?tsId=BBK01.SUD123&listId=www_s510_unt1)

Da jedoch der Netzbetreiber wie dargestellt an einem Cash-Pooling-System teilnimmt, scheidet die Anerkennung aus.

#### Sonstige Forderungen

Der Netzbetreiber weist in der Position 3.2.2 unter Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling) im Anfangsbestand [REDACTED] Forderungen aus Lieferung und Leistung aus, davon [REDACTED] gegenüber der [REDACTED] aus Rechnungsstellungen und [REDACTED] gegenüber der [REDACTED] [REDACTED] aus diversen Rechnungen und Gutschriften. Daneben weist er [REDACTED] Forderungen gegenüber debitorischen Kreditoren aus. Im Endbestand weist der Netzbetreiber [REDACTED] € aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus, davon [REDACTED] gegenüber der [REDACTED] [REDACTED] gegenüber der [REDACTED] sowie [REDACTED] gegenüber der [REDACTED] wobei dieser Betrag bereits bei den Forderungen aus Netzentgelten behandelt wurde. Daneben weist er [REDACTED] Forderungen gegenüber debitorischen Kreditoren aus.

Diese sonstigen Forderungen waren lediglich in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) anerkennungsfähig. Denn es ergeben sich nach den Angaben des Netzbetreibers Umsatzerlöse in der korrespondierenden Position der Gewinn- und Verlustrechnung (Position 1.6 des Erhebungsbogens) in Höhe von [REDACTED] wobei von diesem Wert folgende Korrekturen vorzunehmen waren: Kürzung und Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] aufgrund des hier verbuchten Ertrages aus Verbindlichkeiten für das Regulierungskonto erste Regulierungsperiode, Kürzung in Höhe von [REDACTED] da insoweit der handelsrechtliche Auflösungsbetrag von Baukostenzuschüssen hier verbucht wurde. Zudem waren zu Gunsten des Netzbetreibers zwei Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] [REDACTED] zu berücksichtigen (insoweit wird auf die Ausführungen unter 5.1 verwiesen), so dass im Ergebnis Umsatzerlöse in Höhe von [REDACTED] für die weitere Betrachtung relevant sind.

Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber keine Forderungsbestände auflaufen lässt, die 10 Tage übersteigen. Daher sind 1/24 der ausgewiesenen Umsatzerlöse als Forderungen, also [REDACTED] anerkennungsfähig.

Auch hier überzeugt die Forderung des Netzbetreibers, 1/12 der entsprechenden Umsätze anzuerkennen nicht, da der Betrag von [REDACTED] über dem Mittelwert des tatsächlichen Forderungsbestandes [REDACTED] liegt.

#### Sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von 228.215 € im Anfangs- und 1.248.368 € im Endbestand aus. Hierbei handelt es sich (im Endbestand) im Wesentlichen um Umsatzsteuerforderungen des Netzbetreibers. Diese sind nicht anererkennungsfähig, da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Steuern erfolgt. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Die Anerkennung der übrigen Forderungen (u.a. Barvorlagen an Mitarbeiter) wird vom Netzbetreiber nicht begehrt.

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

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

### **3.1.5. Abzugskapital**

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

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

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

### **3.1.6. Rückstellung für verminderte Leitungsüberdeckung**

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz der Jahre 2014 und 2015 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] im Anfangsbestand und [REDACTED] im Endbestand in der Bilanzposition 9.3.4 des Erhebungsbogens vorgenommen. Der Netzbetreiber geht davon aus, dass es sich hierbei um eine Besonderheit des

Geschäftsjahres handelt, die im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen sei. Die vom Netzbetreiber vorgenommene Kürzung ist nicht anerkennungsfähig. Zum einen wird durch die Berücksichtigung von Mittelwerten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals bereits eine Glättung der Werte vorgenommen. Zum anderen ist die Kapitalstruktur des Netzbetreibers durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen.

Dem steht nicht entgegen, dass die Zuführung zu und der Ertrag aus dieser Rückstellung zu streichen war. Eine Rückstellung ist ein Substitut zu einem Bankkredit und dient der Finanzierung des Unternehmens.

### **3.1.7. Rückstellung für unterlassene Instandhaltung**

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des Jahres 2015 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] betreffend eine Rückstellung für unterlassene Instandhaltung vorgenommen (Bilanzposition 9.3.4 des Erhebungsbogens) mit der Begründung, diese werde in 2017 oder 2018 aufgelöst, da sie durch eine neue Zielnetzplanung nicht mehr notwendig sei. Diese Kürzung war nicht anerkennungsfähig. Die Kapitalstruktur des Netzbetreibers ist durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen. Außerdem ist die hypothetische Auflösung einer Rückstellung kein Sachverhalt, der im Zuge der Kostenprüfung Berücksichtigung finden müsste. Dies entspricht dem Rechtsgedanken des § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV, der einen Plankostenansatz ausschließt.

### **3.1.8. Rückstellungen für Gebührenbescheide der Bundesnetzagentur sowie Prozesskostenrückstellung**

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz der Jahre 2014 und 2015 im Rahmen der Überleitung hinsichtlich der Rückstellung für noch nicht in Rechnung gestellte Gebührenbescheide der Bundesnetzagentur eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] € im Anfangs- und Endbestand und hinsichtlich einer Prozesskostenrückstellung bezogen auf das Gerichtsverfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] im Anfangs- und [REDACTED] im Endbestand (jeweils in der Bilanzposition 9.3.4 des Erhebungsbogens) vorgenommen. Der Netzbetreiber geht davon aus, dass es sich hierbei um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt, die im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen sei. Die vom Netzbetreiber vorgenommenen Kürzungen sind nicht anerkennungsfähig. Zum einen wird durch die Berücksichtigung von Mittelwerten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals bereits eine Glättung der Werte vorgenommen. Zum anderen ist die Kapitalstruktur des Netzbetreibers durch eine gesamthafte Betrachtung der Passivseite zu berücksichtigen.