



Beschlusskammer 9

Aktenzeichen: BK9-16/8260

Beschluss

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

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

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

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

gegenüber der Fluxys Deutschland GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 12.06.2018 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösbergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 gemäß **Anlage A1 Kalender-jährliche Erlösbergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2018 – die Erlösbergrenze 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
 1. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den endgültigen Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des

- generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vom 21.02.2018 (BK4-17-093) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
2. 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. Bis zum Ausgleich des sich aus dem Plan-Ist-Abgleich für die verbrauchsabhängigen Kosten unter Berücksichtigung der in unmittelbarem Zusammenhang mit diesen Positionen stehenden Erlösen/Erträgen für das Jahr 2016 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode gemäß dem Tenor zu 5) des Beschlusses BK9-16/104 vom 02.05.2017 ergebenden Differenzbetrages erfolgt eine jährliche Verzinsung. Die Verzinsung erfolgt auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der Zinssatz beträgt 2,12 %. Dann erfolgt die Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des ab dem 01.01.2018 beginnenden Differenzausgleichs annuitätisch unter Verwendung des o. g. Zinssatzes von 2,12 % sowie eines vom Netzbetreiber frei wählbaren Verteilungszeitraumes bis maximal zum Ende der dritten Regulierungsperiode.
- Die Berechnungsvorschrift zur Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des Differenzausgleichs im Einzelnen ist Anlage 7 zu entnehmen.
7. Die Verzinsung des Differenzbetrages aus dem Plan-Ist-Abgleich der kalkulatorischen Abschreibungen, der Eigenkapitalverzinsung und der kalkulatorischen Gewerbesteuer für die Errichtung des Marktübergangspunktes Achim II, die Erweiterung der Anlandestation Lubmin, [REDACTED] sowie der Betriebsführungskosten für den Marktübergangspunkt Achim II für das Jahr 2017 gemäß dem Tenor zu 5) des Beschlusses BK9-16/104 vom 02.05.2017 sowie die Ermittlung der Zu-/Abschläge sind entsprechend Tenor zu 6) des vorliegenden Beschlusses vorzunehmen. Abweichend davon ist für das Jahr 2017 ein Zinssatz von

1,72 % zu verwenden und ist der Beginn des Differenzausgleichs der 01.01.2019.

Bei der gemäß § 28 Abs. 1 Ziffer 1 ARegV zu erfolgenden Meldung zur Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01.2019 sind die im Jahr 2017 tatsächlich angefallenen Anschaffungs- und Herstellungskosten der oben genannten Sachanlagen unter Angabe der entsprechenden Anlagengruppe gemäß Gas-NEV mitzuteilen.

Die Berechnungsvorschrift zur Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des Differenzausgleichs im Einzelnen ist Anlage 7 zu entnehmen.

8. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

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

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK9-15/605-1, ABl. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.10.2016 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 30.11.2016 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 30.03.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage I**).

2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

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

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 10.04.2017 das Ergebnis der Prüfung mitgeteilt (**Anlage IV**).

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

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

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

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Hierzu erfolgte eine mehrstufige Prüfung der eingereichten Daten. Anhand einer Sichtprüfung wurden diese auf Auffälligkeiten überprüft, etwa hinsichtlich der abgefragten Einheiten (m³ und MWh) und dem Vergleich von Einzel- und Gesamtangaben (beispielsweise der Jahresarbeit oder Jahreshöchstlast). Außerdem erfolgte ein Abgleich mit vorhandenen Daten aus dem Netzentwicklungsplan. Neben Sichtprüfungen wurden automatisierte Toolprüfungen durchgeführt. Hierzu wurden die Daten auf Plausibilität mit den Angaben aus Altverfahren untersucht und mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2016 abgeglichen. Außerdem wurden diverse Logikprüfungen durchgeführt, wie dem Abgleich von davon-Positionen mit dem Hauptwert, dem Verhältnis der angegebenen Jahresarbeit und der Jahreshöchstlast oder dem Verhältnis der gebuchten und buchbaren Kapazitäten.

Untersucht wurden auch Leitungen im Bruchteilseigentum oder im Eigentum von Leitungsgesellschaften, an denen mehrere Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt sind. Hier wurden die jeweiligen Fremdnutzungsanteile geprüft, mit dem Ziel der Sicherstellung,

dass in Summe bei Angaben wie dem Rohrvolumen die tatsächlichen Strukturparameter nicht mehrfach in den Effizienzvergleich einfließen.

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

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

Aufgrund von Rückfragen zu Auswertungen des Gutachterkonsortiums erfolgten mit E-Mail vom 19.12.2016 weitere Auslegungshinweise zur Angabe der Jahresarbeit und Jahreshöchstlast (Einzel- und Gesamtwerte). Es wurde erneut klargestellt, dass jeweils nur die physischen Gasmengen in Bezug auf das eigene Gasnetz zu melden seien; Fremdmengen Dritter seien herauszurechnen. Beim Fehlen von Messwerten seien die netzbetreiberbezogenen Werte entsprechend der Festlegung zur Datenerhebung zu berechnen oder möglichst exakt schätzen. Ein Ansatz von reinen Allokationsdaten, die etwa im Fall von Gegenstrommengen mit dem tatsächlichen Messwert nicht vereinbar sind, wurde als unzulässig erachtet.

Im weiteren Verlauf der Datenerhebung kam es zu umfangreichen Korrekturen der gemeldeten Werte der Jahresarbeit- und Jahreshöchstlast. Dennoch fiel bei der wei-

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

Basierend auf dem damaligen Datenstand wurde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 17.03.2017 eine erste Datenquittung mit den zuletzt vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Strukturdaten und hieraus ermittelten potentiellen Vergleichsparametern über das Energiedatenportal zur Stellungnahme bis zum 21.04.2017 zur Verfügung gestellt. Die Datenquittung enthielt umfangreiche Angaben zu den vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Daten und den daraus durch die Bundesnetzagentur und dem Beraterkonsortium errechneten Parametern. Die potentiellen Vergleichsparameter Leitungslänge, Rohrvolumen, Rohrleitungsmantelfläche, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast, Ein- und Ausspeisepunkte, Ein- und Ausgangsdruck, Druckdifferenz, mittleres Druckniveau, verschiedene GIS-basierte Parameter (Polygonfläche, Transportmoment, Transportwurzelmoment, mittlere Transportentfernung, Transportmomentfläche, horizontaler Transportanteil) wurden in verschiedenen Ausprägungen genannt und deren Herleitung dargelegt (Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber, Arbeits-

stand Parameterdefinitionen, Stand März 2017). Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurden Dateien mit Details zur Berechnung der Transportmomente und der Polygonfläche sowie kartenmäßige Darstellungen der Polygonflächen beigelegt.

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

Am 02.05.2017 fand eine Konsultation der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter und zur Vorbereitung der Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden durch die Bundesnetzagentur statt. Dabei wurde das den Effizienzvergleich begleitende Beraterkonsortium bestehend aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL und FourManagement GmbH vorgestellt. Ziel der Konsultation war es, die untersuchten potentiellen Vergleichsparameter vorzustellen und konzeptionell einzuordnen sowie die Ergebnisse der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse zu erörtern. Den Teilnehmern wurde explizit die Möglichkeit eingeräumt, weitere mögliche Vergleichsparameter vorzuschlagen. Schließlich sollten erste Überlegungen zur Methodik des Effizienzvergleichs konsultiert werden. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde die methodische Vorgehensweise des Beraterkonsortiums zur Plausibilisierung der gemeldeten Daten erörtert. Ausgehend von der für die dritte Regulierungsperiode erweiterten Datenabfrage und der ingenieurwissenschaftlich ermittelten Fortentwicklung des Gasmarktes wurde die Bildung von im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode neuen Parametern vorgestellt. (etwa das Transportmoment mit der Jahresarbeit als Eingangsgröße, Transportmoment berechnet mit den realen Distanzen anstatt der Luftlinie). Ausführlich wurde aufgrund von ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen zum Verhältnis der Kosten, der Kapazität und des Querschnitts von Leitungen der Parameter des „Transportwurzelmoments“ erörtert. Auch die Prüfung von gebietsstrukturellen Daten wie den Bodenklassen wurde dargelegt. Dies führte zu einer Liste von 24 sogenannten Basisparametern, die in 8 Kategorien variiert werden können. Die sogenannte „Long List“ umfasste 72 potentielle Vergleichsparameter, deren ingenieurwissenschaftliche Untersuchung vorgestellt wurde. Die Parameter wurden den Versorgungsaufgaben des Transports, der Kapazität und der Dienstleistung sowie dem Grad der Kontrollierbarkeit / Endogenität zugeordnet. Ausgewählte Parameter wurden in einer Referenznetzanalyse auf ihre kos-

trentreibende Wirkung hin untersucht. Schließlich erfolgte die Vorstellung der Priorisierung der Parameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht, wobei klargestellt wurde, dass diese Priorisierung keinen prinzipiellen Ausschluss von potentiellen Vergleichsparametern nach sich zieht, sondern lediglich die Rangfolge beim sogenannten Top-Down-Ansatz im Modul des eigentlichen Effizienzvergleichs bestimmen soll. Im Hinblick auf den der Kostentreiberanalyse folgenden Effizienzvergleich wurden die Zielsetzung, die Methoden und die Gütekriterien im Konsultationstermin erörtert. Hierbei wurden insbesondere die ideale Modellgröße, die Methodik zur Herleitung der Modelle sowie deren Validierung und Normierung diskutiert. Die Herleitung der Modelle sollte parallel anhand einem restringiertem und einem unrestringiertem Verfahren sowie testweise anhand des Modells für die zweite Regulierungsperiode erfolgen. Während beim restringierten Verfahren als Ausgangsparameter die anhand der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse ermittelten priorisierten Parameter herangezogen werden („Top Down“), erfolgt die Parameterauswahl beim unrestringiertem Verfahren allein anhand ökonomischer Gütekriterien ohne Beachtung der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse („Bottom Up“). Die vorgesehenen Ausreißeranalysen mittels der Dominanzanalyse, der Supereffizienzanalyse bzw. der Cooks-Distanz sowie die Second Stage Analysen wurden ebenso erörtert. Abschließend wurden die grundlegenden Gütekriterien für das finale Modell dargelegt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 23.05.2017 eingeräumt.

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

Referenznetzanalyse

Es wurde die Frage aufgeworfen, inwiefern die Referenznetze die tatsächliche Versorgungsaufgabe auch im Hinblick auf die angeblich gestiegene Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zum letzten Effizienzvergleich abbilden. Gefordert wurde ein Vergleich der Struktur der Netze im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode hinsichtlich der Heterogenität in den Dimensionen der Versorgungsaufgabe. Dabei seien die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Dies betreffe nicht nur die Differenzierung zwi-

schen dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern einerseits und Haushalts- und Gewerbekunden andererseits, sondern auch den Anteil am Transport mit Hochdruckleitungen. Während einzelne Fernleitungsnetzbetreiber den überwiegenden Teil der Hochdruckleitungen im eigenen Versorgungsgebiet betreiben, werde diese Aufgabe bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern stärker durch Verteilernetzbetreiber wahrgenommen.

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

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

Die Außerachtlassung von Verdichtern bei der Referenznetzanalyse sei eine erhebliche Schwäche. Bei der Entscheidung für mehr Verdichtierzubau oder für den Bau zusätzlicher Leitungen komme es zu erheblichen Unterschieden in den Investitionsvolumina und den Kosten. Die volatilen Kosten der Antriebsenergie seien außer Acht gelassen worden, obwohl diese als Inputgröße im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Wirkung der Entscheidung auf einzelne Parameter (z.B. Leitungslänge, Rohrvolumen, Verdichterleistung) sei deutlich unterschiedlich. Die Relevanz von Verdichtern ergebe sich nicht nur aus dem bestehenden Anlagenmix, sondern auch aus den Netzentwicklungsplänen. Es wurde angemerkt, dass bei der Referenznetzanalyse auch wesentliche Netzkomponenten wie Mess- und/oder Regelstrecken, Prozessgaschromatographen, Molchschleusen, Druckstufen mit Sicherheitsabsperrentilen, Vorwärmleistung etc. weder als Betriebs- noch als Investitionskosten berücksichtigt worden seien. Außerdem sei die Vorgehensweise intransparent. So sei unklar, wie Variationen der Druck, Last- und Ausdehnungsszenarien berechnet wurden. Es sei anzunehmen, dass keine echte Gasnetzsimulation durchgeführt wurde. Vereinfachte Modellannahmen würden die Gefahr bergen, dass wesentliche Parameter wie die bei verzweigten Netzen hohe integrale Rohrrauigkeit nicht berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass Druckverluste bei steigender Leitungslänge nur über

größere Leitungen kompensiert worden seien, sei ein Zeichen für eine fehlende Gasnetzsimulation.

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

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

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

Einstufung der Parameter als exogen / endogen

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

Transportwurzelmoment / Transportmoment

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

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

Rohrleitungsmantelfläche

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

Horizontaler Transportanteil

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

Ein- und Ausspeisepunkte

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

Verdichter

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

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte die während der Konsultation geäußerte Ansicht, dass Fernleitungsnetzbetreiber mit großen Leitungsdurchmessern weniger Verdichtung benötigten und dafür höhere Errichtungskosten zu tragen hätten und somit die Verdichterkosten vernachlässigbar seien. Dies gelte nur für Fernleitungsnetzbetreiber, die aus ihren Netzen in Niederdrucknetze ausspeisen. Andere Fernleitungsnetzbetreiber müssten an internationalen Ausspeisepunkten den gleichen Hochdruck wie an den Einspeisepunkten bereitstellen. Dadurch (Kosten für die Errichtung von Verdichtern und Treibgaskosten) entstünden zum Teil die größten Kostenpositionen in Unternehmen.

Abfrage von Jahresarbeit und Jahreshöchstlast

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

Analog zur Basisjahrthematik bei der Kostenprüfung müsse hinterfragt werden, ob Verzerrungen bei Parametern wie der Leistung und Arbeit, die Schwankungen unter-

liegen, vermieden werden könnten. Im Fall des Fernleitungsnetzbetreibers weiche z.B. der Wert für die Jahresarbeit aufgrund des Transportverhaltens der Kunden und klimatischer Bedingungen um 6,10 % vom Mittelwert der Jahre 2011 bis 2015 nach unten hin ab.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber führte in Bezug auf Vergleichsparameter, die den Transport beschreiben, aus, bei diesen sei nicht auf die tatsächliche Nutzung im Basisjahr, sondern auf auslegungsrelevante Werte abzustellen, für die das Netz zu dimensionieren und vorzuhalten sei. Darauf basiere auch die Ausbauplanung im Netzentwicklungsplan. Ein Abstellen auf die tatsächliche Nutzung würde Fernleitungsnetzbetreiber, die dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern dienen, gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern, die hochgradig temperaturabhängig sind, bevorteilen. Dies wäre nur dann nicht der Fall, wenn im Basisjahr aufgrund niedriger Temperaturen der Auslegungsfall eingetreten wäre, was nicht der Fall gewesen sei.

Bodenklassen

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

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

Polygonfläche

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

Ein weiterer Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass es nicht sachgerecht sei, aufgrund der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse und qualitativer Argumente die Polygonfläche beim Top-Down-Ansatz erst als einen der letzten Parameter in Betracht zu ziehen. Soweit der Berater meine, dass die Polygonfläche druck- und mengeninduzierte Kosten nicht erklären könne, die Kosten von Leitungen ohne große Krümmungen unterschätze und von einem nicht-linearen Zusammenhang abhängen, so treffe dies auch auf ein Vielzahl von anderen Parametern zu. Andere Parameter unterschätzten die Kosten verzweigter oder vermaschter Netze und seien ebenso nicht linear. Die Forderung nach Linearität würde die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs ausschließen. Unzutreffend seien die Aussagen des Beraters zur Endogenität der Polygonfläche. Netzbetreiber seien nicht in der Lage, den Verlauf von Grenzen und Küsten oder den Standort von Industriekunden, Erdgasvorkommen oder Gasspeichern zu ändern. Es gebe auch eine Pflicht zum Netzananschluss und bedarfsgerechten Ausbau bis zu diesen Punkten. Auch Pachtverhältnisse und Bruchteilseigentum seien mit Kosten verbunden, die nicht durch die Ausweitung der Polygonfläche, sondern der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber bestimmt werden.

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

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

Parameterpriorisierung

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

Verhältnis der ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Kostentreiberanalysen

Begrüßt wurde die Aussage, dass die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse keinen Ausschluss von Parametern bewirke. Bedenken wurden jedoch im Hinblick auf die ggf. eintretenden Pfadabhängigkeiten bei der ökonomischen Kostentreiberanalyse geäußert. Zwar werde die Pfadabhängigkeit der Top-Down-Analyse durch die Bottom-Up-Analyse ausgeglichen. Es sei aber unbedingt erforderlich, die Bottom-Up-Analyse breit auszuführen und hier auch mit Parametern zu starten, die aufgrund anderer Bewertungen als „uninteressant“ gelten. Zumindest sollten die Parameter einbezogen werden, die eine hohe Korrelation mit den Kosten aufweisen.

Ausreißeranalyse bei ökonomischer Kostentreiberanalyse

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

Heterogenität bei Effizienzwertermittlung

Die Heterogenität bei den Versorgungsaufgaben müsse insofern berücksichtigt werden, als das Modell nicht in der einen oder anderen Dimension von einzelnen Unternehmen dominiert werde. Die Outputgewichte der DEA sollten analysiert und alle

Unternehmen einer Peer-Analyse unterzogen werden. Die Ergebnisse seien (unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse) zu veröffentlichen.

Robustheit des Modells

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

Kontinuität und Rahmenbedingungen für Investitionen

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

Ein Netzbetreiber argumentiert, im Sinne der Kontinuität seien auf Basis der Empfehlung der damaligen Berater die Parameter der Polygonfläche sowie der Ein- und Ausspeisepunkte zu berücksichtigen. Ein weiterer Netzbetreiber führt aus, durch den Wechsel von Parametern bei jedem neuen Effizienzvergleich entstünden Unsicherheit hinsichtlich der Rendite des eingesetzten Kapitals und Erschwernisse für Neuinvestitionen. Die Effizienzkriterien müssten vorhersehbar und die Effizienzergebnisse kontinuierlich und nicht willkürlich sein. Die plötzliche Veränderung von Vergleichsparametern im Effizienzmodell werde von Investoren als Unberechenbarkeit des Regulierungssystems angesehen. Dies führe zu vergleichsweise schlechteren Ratings der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Deswegen sollten Veränderungen nur beim Vorliegen zwingender sachlicher Gründe erfolgen. Der Netzbetreiber vergleicht

schließlich die Vergleichsgruppen der ersten, zweiten und dritten Regulierungsperiode. Bereits in der ersten Regulierungsperiode hätten stark unterschiedliche Versorgungsaufgaben vorgelegen („Vollsortimenter“ mit Ferntransport und Verteilung in der Fläche, reine „Ein-Leitungs-Gesellschaften“ ohne eigene Betriebsführung sowie Flächenverteiler). In der zweiten Regulierungsperiode seien drei regionale Fernleitungsnetzbetreiber hinzugekommen. Es seien in der ersten und zweiten Regulierungsperiode Parameter verwendet worden, die die Versorgungsaufgaben dieser Vergleichsgruppen abbilden konnten (Polygonfläche, Transportmoment bzw. Rohrvolumen und Summe der Ein- und Ausspeisepunkte). Es bestünde weder aus tatsächlichen noch aus rechtlichen Gründen ein Anlass, die Eignung der Parameter zur Darstellung der Versorgungsaufgabe in Frage zu stellen. Allenfalls könnte es erforderlich sein, einen vierten Strukturparameter aufzunehmen.

Anzahl der Parameter

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

Im Nachgang zur Konsultation wurde den Fernleitungsnetzbetreibern mit E-Mail vom 05.05.2017 die Möglichkeit eingeräumt, durch qualitative Ausführungen von der Bundesnetzagentur ursprünglich als redundant erachtete Ein- und Ausspeisepunkte aufgrund von L-H-Gas-Sachverhalten und Bidirektionalität doch als Parameter in den Effizienzvergleich einfließen zu lassen.

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

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

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

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

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

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

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

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

Vielfach wurde vorgetragen, die Rechtmäßigkeit der Einbeziehung sei zweifelhaft, da die Berechnungen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand nachvollziehbar seien und nicht deutlich werde, wie die einzelnen Daten im Ergebnis im Effizienzvergleich wirken würden.

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

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

Mit Schreiben vom 07.08.2017 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine dritte Datenquittung über das Energiedatenportal mit Frist zur Stellungnahme bis zum 18.08.2017 zur Verfügung gestellt. Mit dieser Datenquittung wurden die im Nachgang zur Konsultation vom 02.05.2017 gebildeten Parameter der Anzahl der Verzweigungen und der Anzahl der Maschen erläutert und mit übermittelt. Außerdem wurden die

Anzahl der Verdichter, die installierte Verdichterleistung sowie die verwendete Treibenergie als potentielle Vergleichsparameter ausgewiesen.

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

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

Es sei nicht nachvollziehbar, inwieweit die Formel zur Berechnung der Maschen unabhängige Maschen widerspiegele. Die Formel sei nur auf planare Graphen anwendbar. Gasnetze stellten jedoch keine planare Graphen dar. Zudem müsse erörtert werden, ob nicht auch topologisch unumgängliche Kreuzungen im Netz eine Erhöhung der Komplexität darstellten. In der Graphentheorie seien unterschiedliche Kriterien für die invariante Charakterisierung der Komplexität definiert, die ggf. besser geeignet seien. Ein Zusammenhang mit den Kosten sei jedenfalls bisher nicht dargelegt worden. Auch müsse erörtert werden, ob der Zusammenhang dieser Strukturparameter mit den Kosten linear sei. Darüber hinaus seien weitere Eigenschaften der Netze auf ihre kostentreibende Wirkung zu untersuchen, wie etwa unterschiedliche Druckanforderungen an ein Netz, die ursächlich auf Anforderungen vor- und nachgelagerte Netze zurückgehen.

In den finalen Struktur- und Kostendaten sind für Zwecke des Effizienzvergleichs Leitungen, bei denen Kapazitäten teilweise von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen sind, vollständig abgebildet. Gemäß Tenorziffer 5 der Festlegung BK9-15/604 vom 19.01.2016 waren die Strukturdaten für Zwecke der Plausibilisierung zunächst gesamthaft zu melden, also einschließlich des nicht regulierten Anteils. Zum damaligen Zeitpunkt erschien es jedoch nicht sachgerecht, die entsprechenden Kapazitäten und die hierfür erforderlichen Netzstrukturen in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Im Verlauf der Durchführung des Effizienzvergleichs hat

sich jedoch gezeigt, dass bei einem von diesem Sonderfall betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auffällige Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemtern aufgetreten sind. Aufgrund dieser Verzerrung wurden für die finalen Berechnungen des Effizienzvergleichs die Struktur- und Kostendaten einschließlich des nicht-regulierten Anteils in die Betrachtung aufgenommen.

Dem Netzbetreiber wurden erstmals mit Schreiben vom 17.10.2017 die Modellparameter für den Effizienzvergleich sowie der voraussichtliche Effizienzwert für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 100,00 % vorab basierend auf den damals angenommenen Aufwands- und Vergleichsparemtern informatorisch mitgeteilt. Im Zuge weiterer Überprüfungen wurde im Dezember 2017 ein Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV festgestellt. Bei der Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten wurde die Hinzurechnung der mit Bezug auf die tatsächlichen Kapitalkosten ermittelten Gewerbesteuer unterlassen. Dementsprechend wurde dieser Parameter für die durch die Hinzurechnung der Gewerbesteuer korrigiert.

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

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

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

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

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

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

5. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 24.04.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 17.05.2018 Stellung genommen. Hierin führt er aus, dass die Ausgleichsbeträge aus der periodenübergreifenden Saldierung analog zum Plan-Ist-Abgleich über einen Zeitraum von fünf Jahren und nicht über einen Verteilungszeitraum von drei Jahren berücksichtigt werden sollten.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

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

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

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

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

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen seit dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der dritten Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) ergeben sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

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

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren

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

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

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

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

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2015.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs

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

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse unter Verwendung analytischer Kostenmodelle ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, indem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) in die Effizienzanalyse mittels einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) einfließen. Die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a S. 2 ARegV dabei jeweils unverändert.

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

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

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

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

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

Methodische Grundlagen

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

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

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

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

Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)

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

Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen

funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Fernleitungsnetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nunmehr konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

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

2.3.1.2.1. Aufwandsparemeter nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 ARegV

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

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

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so

zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

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

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

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

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

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

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

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

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

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

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

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

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

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

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

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

gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

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

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

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

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

1. Rohrvolumen (yPipevolume)
2. Fläche des versorgten Gebietes (Polygonfläche, yArea_all)
3. Anzahl der Netzanschlusspunkte (yPoints_num)
4. Verdichterleistung (yCompressor_power)

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

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

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

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

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

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

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

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

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

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

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

2.3.1.2.4. Gutachten

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

2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers

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

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

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

2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

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

2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

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

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

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

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex.

dex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

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

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

Es wurden somit folgende VPI-Werte angesetzt:

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

Für das dritte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2020) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0393, für das vierte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2021) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0561 und für das fünfte Jahr der dritten Re-

gulierungsperiode (2022) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0730 zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2010 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

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

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösbergrenzen**).

2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösbergrenzen 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 Regulierungs-

periode 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. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

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

2.8. Qualitätselement nach § 19 ARegV

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

2.9. Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV

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

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

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

2.10. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV

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

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

Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenze aufgrund des Plan-Ist-Abgleichs der verbrauchsabhängigen Kosten 2015 und der periodenübergreifenden Saldierung 2015

Gemäß des Beschlusses vom 02.05.2017 (BK9-16/104) war der Netzbetreiber verpflichtet, die annuitätischen Ausgleichsbeträge in Höhe von -1.500.901,85 € für das

Jahr 2017 und jeweils – 1.273.769,30 € für die Jahre 2018 und 2019 (vgl. Anlage 7 des Beschlusses BK9-16/104) in dem Zeitraum vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2019 erlösobergrenzenmindernd zu berücksichtigen.

Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenze aufgrund des Plan-Ist-Abgleichs der verbrauchsabhängigen Kosten im Jahr 2016

Dem Netzbetreiber wurde mit Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) aufgegeben, die negative Differenz zwischen den tatsächlich im Jahr 2016 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV entstandenen verbrauchsabhängigen Kosten für

- den Gasverbrauch für Verdichterstationen,
- den Gasverbrauch für Anlandestationen,
- den Betriebsstrom für Verdichterstationen,
- den Betriebsstrom für Anlandestationen,
- den Betriebsstrom für die Absperrstationen der Ferngasleitung,
- die Beschaffung von CO₂-Zertifikaten,
- die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom der vorgenannten Stationen entstehen

sowie den in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlösen/Erträgen und den im vorliegenden Beschluss für diese Positionen anerkannten Werten im Rahmen des Entgeltgenehmigungsantrags für die ab dem 01.01.2018 beginnende dritte Regulierungsperiode erlösobergrenzenmindernd dergestalt zu berücksichtigen, dass die Differenz des Jahres 2016 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, die positive Differenz zwischen den tatsächlich jeweils im Jahr 2016 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV entstandenen verbrauchsabhängigen Kosten für

- den Gasverbrauch für Verdichterstationen,
- den Gasverbrauch für Anlandestationen,
- den Betriebsstrom für Verdichterstationen,

- den Betriebsstrom für Anlandestationen,
- den Betriebsstrom für die Absperrstationen der Ferngasleitung,
- die Beschaffung von CO₂-Zertifikaten,
- die zu entrichtende Energiesteuer, die für den Gasverbrauch und den Betriebsstrom der vorgenannten Stationen entstehen

sowie den in unmittelbarem Zusammenhang mit den für die vorgenannten Positionen entstandenen Erlöse/Erträge und den im vorliegenden Beschluss für diese Positionen anerkannten Werten im Rahmen des Entgeltgenehmigungsantrags für die ab dem 01.01.2018 beginnende dritte Regulierungsperiode erlösobergrenzen erhöhend dergestalt in Ansatz zu bringen, dass die Differenz des Jahres 2016 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Im Beschluss BK9-14/102 wurden insgesamt Kosten in Höhe von 694.892,23 € für diese Position anerkannt, nämlich:

- Kosten für Verbrauchsgas in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für den Betriebsstrom in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die Beschaffung von CO₂-Zertifikaten in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die zu entrichtende Erdgassteuer in Höhe von [REDACTED]
- Kosten für die zu entrichtende Stromsteuer in Höhe von [REDACTED]

Die Differenz aus diesen Planwerten und den tatsächlich angefallenen Verbrauchskosten ist annuitätisch über die dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre zu verteilen. Die Verzinsung erfolgt auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2016 beträgt der Zinssatz 2,12 % (Durchschnitt der Jahre 2007 – 2016). Dann erfolgt die Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des ab dem 01.01.2018 beginnenden Differenzausgleichs annuitätisch unter Verwendung des o. g. Zinssatzes von 2,12 % sowie eines vom Netzbetreiber frei wählbaren Verteilungszeitraumes bis

maximal zum Ende der dritten Regulierungsperiode. Im Detail ergibt sich der Rechenweg aus der Anlage 7 dieses Beschlusses. Die über das Energiedatenportal übermittelte elektronische Fassung der Anlage kann durch Entfernung der Anführungszeichen in den einzelnen Formelzellen in ein Tool zur Ermittlung der Anpassungsbeträge umgewandelt werden. Der Netzbetreiber kann die Anlage bzw. das so erstellte Tool auch verwenden, um der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anpassungsmeldung die von ihm angesetzten Ist-Werte und den gewählten Verteilungszeitraum mitzuteilen.

Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenze aufgrund des Plan-Ist-Abgleichs der Kosten für die Betriebsführung des Marktübergangspunktes Achim II im Jahr 2017

Dem Netzbetreiber wurde mit Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) aufgegeben, die negative Differenz zwischen den im Jahr 2017 tatsächlich angefallenen Aufwendungen durch die Betriebsführung des Marktübergangspunktes Achim II und dem im Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) für diese Position anerkannten Wert in der ab dem 01.01.2018 beginnenden dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzenmindernd dergestalt zu berücksichtigen, dass diese Differenz bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, die positive Differenz zwischen den im Jahr 2017 tatsächlich angefallenen Aufwendungen durch die Betriebsführung des Marktübergangspunktes Achim II und dem im Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) für diese Position anerkannten Werte in der ab dem 01.01.2018 beginnenden dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzenerhöhend dergestalt in Ansatz zu bringen, dass diese Differenz bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Im Beschluss BK9-16/104 wurden Kosten in Höhe von [REDACTED] für diese Position anerkannt. Die Differenz aus diesem Planwert und den tatsächlich angefallenen Betriebsführungskosten ist annuitätisch über die dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre zu verteilen. Die Verzinsung erfolgt auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer

Emittenten. Für das Jahr 2017 beträgt der Zinssatz 1,72 % (Durchschnitt der Jahre 2008 – 2017). Dann erfolgt die Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des ab dem 01.01.2019 beginnenden Differenzausgleichs annuitätisch unter Verwendung des o. g. Zinssatzes von 1,72 % sowie eines vom Netzbetreiber frei wählbaren Verteilungszeitraumes bis maximal zum Ende der dritten Regulierungsperiode. Im Detail ergibt sich der Rechenweg aus der Anlage 7 dieses Beschlusses. Die über das Energiedatenportal übermittelte elektronische Fassung der Anlage kann durch Entfernung der Anführungszeichen in den einzelnen Formelzellen in ein Tool zur Ermittlung der Anpassungsbeträge umgewandelt werden. Der Netzbetreiber kann die Anlage bzw. das so erstellte Tool auch verwenden, um der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anpassungsmeldung die von ihm angesetzten Ist-Werte und den gewählten Verteilungszeitraum mitzuteilen.

Ausgleichsbetrag für die Erlösobergrenze 2018 aufgrund des Plan-Ist-Abgleichs der Kosten für die Errichtung des Marktübergangs Achim II, der Erweiterung der Anlandestation Lubmin und

2017

Dem Netzbetreiber wurde mit Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) aufgegeben, die negative Differenz zwischen den Aufwendungen durch kalkulatorische Abschreibungen, der Eigenkapitalverzinsung und der kalkulatorische Gewerbesteuer, die im Jahr 2017 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV für die im Zusammenhang mit der Errichtung des Marktübergangspunktes Achim II, der Erweiterung der Anlandestation Lubmin und

aktivierten Sachanlagengüter tatsächlich angefallen sind, und den im Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) für diese Positionen anerkannten Werten in der ab dem 01.01.2018 beginnenden dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzenmindernd dergestalt zu berücksichtigen, dass diese Differenz bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, die positive Differenz zwischen den Aufwendungen durch kalkulatorische Abschreibungen, der Eigenkapitalverzinsung und der kalkulatorische Gewerbesteuer, die im Jahr 2017 gemäß den Vorgaben der § 21 EnWG, §§ 3 bis 9 GasNEV für die im Zusammenhang mit der Errichtung des Marktüber-

gangspunktes Achim II, der Erweiterung der Anlandestation Lubmin und [REDACTED] [REDACTED] aktivierten Sachanlagengüter tatsächlich angefallen sind, und den im Beschluss vom 02.05.2017 (BK9-16/104) für diese Positionen anerkannten Werten in der ab dem 01.01.2018 beginnenden dritten Regulierungsperiode erlösobergrenzen erhöhend dergestalt in Ansatz zu bringen, dass diese Differenz bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen wird.

Insgesamt wurden Anschaffungs- und Herstellungskosten für technische Anlagen und Maschinen in Höhe von [REDACTED] als Planwert anerkannt. Ein spezifischer Abgleich der daraus resultierenden Kapitalkosten mit den Kapitalkosten der tatsächlichen Investitionen ist jedoch nicht möglich, die gesamten Kapitalkosten des Netzbetreibers sich nicht ohne Weiteres spezifischen Anlagengütern zuordnen lassen, sondern der komplexen Berechnungsformel des § 7 GasNEV entspringen und Veränderungen im Anlagenbestand zu einer Verschiebung der Quoten von Eigen- und Fremdkapital, von EK I und EK II oder von Alt- und Neuanlagen führen können. Deshalb muss der auszugleichende Differenzbetrag durch Abgleich der gesamten Kapitalkosten des Netzbetreibers unter Ansatz der Plan-AK/HK einerseits und der Ist-AK/HK andererseits ermittelt werden. Der Netzbetreiber hat die im Jahr 2017 für die genannten Projekte tatsächlich realisierten Anschaffungs- und Herstellungskosten an die Bundesnetzagentur zu übermitteln, welche auf Basis dieser Werte die gesamten Aufwendungen für kalkulatorische Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer des Netzbetreibers neu berechnen und dem Netzbetreiber den sich daraus ergebenden Differenzbetrag mitteilen wird. Der mitgeteilte Differenzbetrag ist sodann annuitätisch über die dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre zu verteilen. Die Verzinsung erfolgt auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2017 beträgt der Zinssatz 1,72 % (Durchschnitt der Jahre 2008 – 2017). Dann erfolgt die Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des ab dem 01.01.2019 beginnenden Differenzausgleichs annuitätisch unter Verwendung des o. g. Zinssatzes von 1,72 % sowie eines vom Netzbetreiber frei wählbaren Verteilungszeitraumes bis maximal zum Ende der dritten Regulierungsperiode. Im Detail ergibt

sich der Rechenweg aus der Anlage 7 dieses Beschlusses. Die über das Energiedatenportal übermittelte elektronische Fassung der Anlage kann durch Entfernung der Anführungszeichen in den einzelnen Formelzellen in ein Tool zur Ermittlung der Anpassungsbeträge umgewandelt werden. Der Netzbetreiber kann die Anlage bzw. das so erstellte Tool auch verwenden, um der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anpassungsmeldung die von ihm angesetzten Ist-Werte und den gewählten Verteilungszeitraum mitzuteilen.

Ausgleichsbeträge aufgrund der periodenübergreifenden Saldierung 2016 und 2017

Weiterhin ist der Netzbetreiber gemäß § 10 GasNEV verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 GasNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln. Die hieraus resultierenden Anpassungsbeträge nach Übertritt in die Anreizregulierung sind auch im Rahmen der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Der sich ergebende Differenzbetrag ist annuitätisch über die dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre zu verteilen. Die Verzinsung erfolgt auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2016 beträgt der Zinssatz 2,12 % (Durchschnitt der Jahre 2007 – 2016), für das Jahr 2017 1,72 % (Durchschnitt der Jahre 2008 – 2017). Dann erfolgt die Ermittlung der Zu-/Abschläge aufgrund des ab dem 01.01.2018 bzw. 01.01.2019 beginnenden Differenzausgleichs annuitätisch unter Verwendung des o. g. Zinssatzes von 2,12 % bzw. 1,72 % sowie eines Verteilungszeitraumes von drei Jahren. Dem im Anhörungsverfahren vom Netzbetreiber geäußerten Wunsch, den Verteilungszeitraum analog zum Plan-Ist-Abgleich auf fünf Jahre zu erstrecken, war nicht zu entsprechen, da § 10 S. 4 GasNEV insoweit keine Spielräume zulässt. Im Detail ergibt sich der Rechenweg aus der Anlage 8 dieses Beschlusses. Die über das Energiedatenportal übermittelte elektronische Fassung der Anlage kann durch Entfernung der Anführungszeichen in den einzelnen Formelzellen in ein Tool zur Ermittlung der Anpassungsbeträge umgewandelt werden. Der Netzbetreiber kann die An-

lage bzw. das so erstellte Tool auch verwenden, um der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anpassungsmeldung die von ihm angesetzten Ist-Werte mitzuteilen

3. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen

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

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

Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, hilfsweise Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösbergrenzen in diesem konkreten Einzelfall anzustellen. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösbergrenzen 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 Vor-

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

Eine vorläufige Festlegung der Erlösbergrenzen 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 Produk-

tivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (BK4-17-093) dar, bei dem am 13.12.2017 und damit noch vor Beginn der Regulierungsperiode der generelle sektorale Produktivitätsfaktor vorläufig in Höhe von 0,49 % festgelegt werden konnte.

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

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist die konkrete Situation zum Jahresende 2017, in der es auf Seiten der Beschlusskammer zu der bereits angesprochenen erheblichen Verfahrensbündelung gekommen ist. Hintergrund hierfür war die zeitliche Überschneidung der Prozesse der Festlegung der Erlösbergrenzen im vereinfachten Verfahren, im Regelverfahren für Gasverteilernetzbetreiber sowie für Fernleitungsnetzbetreiber. Neben diesen Verfahren waren aufgrund der Neufassung von § 5 ARegV und § 10a ARegV prinzipiell bis zum Ende des Jahres 2017 entsprechende Verfahren zur Genehmigung des Saldos der Regulierungskonten der Jahre 2012 bis 2016 sowie von Kapitalkostenaufschlägen durchzuführen. Bezüglich der Verfahren zur Bestimmung des Saldos der Regulierungskonten ist erforderlich, dass vorgreifliche Verfahren nach § 10 ARegV zu Erweiterungsfaktoransuchen sowie nach § 26 Abs. 2 ARegV zu teilweisen Netzübergängen beschieden sein müssen, bevor die Entscheidungen zur Genehmigung der entsprechenden Regulierungskontosalden spruchreif sind. Zusätzlich zu diesen Punkten ergab sich ein nicht unerheblicher Mehraufwand durch die Neuberechnungen der Effizienzvergleiche der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode aufgrund der erst im Dezember 2017 aufgefallenen Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV. Hinzu kommt, dass in Konsequenz des Fehlers der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode von der zuständigen Beschlusskammer 4 erst am 13.12.2017 vorläufig festgelegt wurde und unter diesem Aspekt eine endgültige Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die dritte Regulierungsperiode nicht in Betracht kam. Auf Seiten des Netzbetreibers war hingegen das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 30.03.2017 sowie das Ergebnis der Überleitrechnung durch Mitteilung vom 10.04.2017 bekannt. 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 Erlösobergrenze des Jahres 2018 durch Schätzungen bestimmt werden konnte. In Bezug auf den Effizienzwert konnte der Netzbetreiber den mit Schreiben vom 17.10.2017 mitgeteilten Wert ansetzen. Dieser Wert entspricht auch dem schließlich maßgeblichen Effizienzwert.

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

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

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

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

III. Meldepflichten

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

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

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

IV. Netzübergänge

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

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

V. Zusicherung hinsichtlich der zur Anwendung gelangten Eigenkapitalzinssätze

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

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

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

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

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

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

VI. Zusicherung hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

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

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

VII. Gebühren

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

VIII. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, Anlage A3, Anlage 7, Anlage 8**
- **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 III, Anlage IV, Anlage V**

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

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

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

Bonn, den 12.06.2018

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer



Helmut Fuß

Dr. Jörg Mallossek

Roland Naas