



## **Beschluss**

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

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen  
für die vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027)**

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

durch den Vorsitzenden	Dr. Christian Schütte,
den Beisitzer	Roland Naas
und den Beisitzer	Stefan Tappe,

gegenüber der Ferngas Netzgesellschaft mbH (FNB), Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig b. Nürnberg, vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 09.07.2025 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2027 gemäß **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 und 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 diesen Beschluss ungeachtet einer zwischenzeitlich eingetretenen Bestandskraft hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
  - a) der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vom 09.05.2025 (BK4-22-085) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
  - b) der Beschluss BK4-22-085 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 Beschluss BK4-22-085 vorgesehen war.
5. 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 vierte Regulierungsperiode nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

#### 1. Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 03.03.2021 (BK9-20/605-1 bis 5, ABI. BNetzA 05/2021, S. 207 ff.) erhoben.

Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 31.03.2022 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 29.04.2022 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer Gesamtkosten entsprechend der **Anlage II** berücksichtigt. Diese wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 12.09.2022 mitgeteilt.

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

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

[REDACTED]

[REDACTED] Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit

Schreiben vom 22.09.2022 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Ausgangsniveaus sowie das Ergebnis der Vergleichbarkeitsrechnung samt Aufwandparametern mitgeteilt (siehe **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 Strukturdatenerhebung bei allen Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 06.01.2021 (BK9-20/604) erhoben. Zur Sicherstellung einer vollständigen und korrekten Datenbasis zur Ermittlung der Effizienzwerte wurden die erhobenen Strukturdaten durch die Bundesnetzagentur plausibilisiert und zusammen mit den Netzbetreibern Auffälligkeiten überprüft und im Bedarfsfall korrigiert. Die vorbereitenden Arbeiten für die Strukturdatenerhebung begannen im Juni 2020.

Wie im Rahmen der vorangegangenen Effizienzvergleiche der Fernleitungsnetzbetreiber wurde ein Beraterkonsortium beauftragt, die Plausibilisierung der bei den Fernleitungsnetzbetreibern abgefragten Struktur- und Kostendaten zu unterstützen, die Kostentreiber der FNB ingenieurwissenschaftlich und statistisch zu analysieren und den Effizienzvergleich gemäß der ARegV durchzuführen. Das Beraterkonsortium bestand für den Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL unter Hinzuziehung des IAEW der RWTH Aachen und der Hochschule Osnabrück.

Um die Strukturdatenerhebung zu optimieren, wurde seitens der Bundesnetzagentur erstmals ein der eigentlichen Datenabfrage vorgeschalteter Diskussionsprozess zur Datenvorauswahl (im Folgenden Pretest(prozess)) unter Einbeziehung der Fernleitungsnetzbetreiber und auch bereits des Beraterkonsortiums angestoßen. Betont wurde von der Bundesnetzagentur dabei stets, dass der Pretest keine vorgezogene Konsultation darstellt, sondern lediglich ein fachlicher Austausch zur qualitativen Verbesserung der zukünftigen Datenerhebung sowie zur Reduzierung des Datenerhebungsaufwandes unter Berücksichtigung der Anregungen der

Fernleitungsnetzbetreiber bereits im Vorfeld des eigentlichen Verfahrens ist, der keine präjudizierende Wirkung im Sinne einer Vorfestlegung hat.

Im Rahmen des Pretestprozesses umfassten die gutachterlichen Leistungen erstmals Beratungen der BNetzA hinsichtlich der Festlegung der Datenerhebung. Ausgehend von einer Analyse des Erhebungsbogens der dritten Regulierungsperiode (RP3) und den bisherigen Entwicklungen, wurde der Erhebungsbogen punktuell angepasst, indem in Absprache mit den Netzbetreibern unnötige Angaben weggelassen (z. B. Druckangaben), gleichzeitig aber auch neue Informationen und Übertragungsmöglichkeiten (z. B. geocodierte Netzkarten) eingeführt wurden.

Am 22.09.2020 wurde zur Datenvorauswahl – im Einzelnen zur Einholung von Vorschlägen der Fernleitungsnetzbetreiber, zur Vorstellung von Streichungsvorschlägen von Parametern, zur Vorstellung möglicher neuer Parameter sowie zur Erläuterung des Vorgehens im Rahmen des Pretests – eine Videokonferenz unter Mitwirkung des – anlässlich des Termins vorgestellten – Beraterkonsortiums durchgeführt. Den Fernleitungsnetzbetreibern wurde im Nachgang zu dieser Veranstaltung ein provisorischer Datenerhebungsbogen sowie ein Definitionskatalog zur Verfügung gestellt mit der Bitte, zu diesem bis zum 14.10.2020 eine Rückmeldung bezüglich etwaiger Änderungs- und Ergänzungsvorschläge an die BNetzA zu übermitteln.

In den Rückmeldungen – die insgesamt knapp 70 Hinweise und Fragen umfassten – wurde der seitens der Bundesnetzagentur angestoßene Pretest von den Fernleitungsnetzbetreibern begrüßt, allerdings auch auf den als zu knapp empfundenen Zeitrahmen hingewiesen. Es wurde eine Reihe qualitativer Anmerkungen zum provisorischen Erhebungsbogen sowie Anmerkungen zur Funktionalität und redaktioneller Art übermittelt. Die wesentlichen qualitativen Anmerkungen betrafen Fragen zu Bruchteilsgemeinschaften und Fremdnutzungsanteilen, des als (zu) hoch eingeschätzten Erhebungsaufwands bei der von der Bundesnetzagentur erstmals vorgeschlagenen Abfrage sogenannter Stützpunkte, zur seitens der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Streichung von Druckangaben und Fragen zur Definition verwendeter Begriffe (u.a. Knoten, Standort, Verdichterwellenleistung).

Am 02.11.2020 fand eine Telefonkonferenz zur Klärung offener Fragen mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Beraterkonsortium statt.

Am 11.11.2020 wurde die Anhörung des Festlegungsentwurfs zur Strukturdatenerhebung (BK9-20/604) eingeleitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber sowie die übrigen betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher erhielten Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 02.12.2020.

Im Rahmen der Konsultation gingen vier Stellungnahmen von Fernleitungsnetzbetreibern sowie Stellungnahmen der Verbände FNB Gas e.V. und Initiative Erdgasspeicher e.V. ein:

Der Aufwand zur Ermittlung, Eintragung und Überprüfung von Stützpunkten im Abstand von 100 m wurde kritisiert. Die Alternative der Einreichung von z.B. Shapefiles reduziere zwar den Aufwand, begründe jedoch neue Fehlerquellen und erschwere die Plausibilitätskontrolle bei Verwendung verschiedener Plattformen. Alternativ könnten Stützpunkte nur einzutragen sein, sofern die Luftlinie mehr als 1 % oder 10 m vom tatsächlichen Verlauf abweiche. Zudem könnte auf Stützpunkte innerhalb der konvexen Fläche der Polygonfläche verzichtet werden.

Im Fall von Bruchteilsgemeinschaften und ähnlichen Konstellationen sei eine Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern gefordert. Dies sei angesichts der Vielzahl von teilweise kleinteiligen Nutzungsverträgen und Regelungen eine Herausforderung. Eine abgestimmte Datenlieferung sei innerhalb der Frist nicht sichergestellt.

Aufgrund des Bezugs der Definition zu Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung sei der Bezug der Definition zu den Netzanschlussleitungen unklar.

Eine Kürzung des Parameters der Leitungslänge im Fall von Bruchteileigentum und ähnlichen Konstellationen sei gaswirtschaftlich nicht sachgerecht.

Aufgrund des Aufwands der Datenerhebung auch im Zusammenhang mit der Abstimmung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern sei die Übermittlung zum 30.04.2021 als kritisch anzusehen. Die Frist solle auf den 31.05.2021 verlängert werden.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber begrüßte die Abfrage von Druckparametern. Im Fall höherer Drücke profitierten nachgelagerte Netzbetreiber, da deren Infrastruktur kleiner

ausfallen könne. Diese Kostenvorteile korrespondierten mit Kosten im vorgelagerten Netz zur Druckerzeugung.

Andere Fernleitungsbetreiber kritisierten die Aufnahme der Druckparameter. Diese Parameter seien in keinem Effizienzvergleichsmodell bisher zur Anwendung gekommen. Auch sei im Vorfeld der Anhörung seitens der Bundesnetzagentur bzw. deren Beratern die ingenieurwissenschaftliche Eignung der Druckparameter unter Verweis auf die Skalierbarkeit und Operationalisierbarkeit in Frage gestellt worden. Zudem sei insbesondere die Ermittlung des mengengewichteten Betriebsdrucks mit einem hohen Aufwand und Unsicherheiten verbunden. So würden nicht an allen relevanten Punkten Druckmessungen durchgeführt. In anderen Fällen komme es bereits vor der Messung zur Reduzierung des eigentlich relevanten Drucks. Stellenweise könnte lediglich der Mittelwert zwischen vertraglichen Mindest- und Maximaldrücken oder sogar nur der jeweiligen technischen Drücke angesetzt werden.

Im Rahmen der Anhörung wurde der Parameter der Benutzungsstunden vorgeschlagen. Der Parameter ergebe sich aus dem Quotienten der ausgespeisten Jahresarbeit und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ausspeisungen. Dieser Parameter müsste beispielsweise mit dem Transportwurzelmoment normiert werden. Der Parameter sei im Gegensatz zum Rohrvolumen und der Verdichterleistung exogen. Er könnte diese Parameter ersetzen und dabei auch alternative Maßnahmen zum Netzausbau (z.B. marktbasierende Instrumente) abbilden.

Die Festlegung zur Strukturdatenerhebung (BK9-20/604) erging am 06.01.2021. Der zu befüllende Erhebungsbogen bestand dabei aus den Teilen „Strukturdaten I“ und „Strukturdaten II“.

Die Strukturdaten I umfassten summarische, nach H- und L-Gas differenzierte Angaben zu Jahresarbeit, Jahreshöchstlast, Gasmischstationen und Konvertierungsanlagen sowie allgemeine Informationen zum Gasfernleitungsnetzbetreiber.

Die Strukturdaten II bestanden aus georeferenzierten Angaben zu einzelnen Anlagen („Assets“) mit Standorten, Knoten, Stützpunkten, Leitungen und Leitungsabschnitten, Druckreglern, Verdichtern sowie Netzkoppelungs- und Netzanschlusspunkten (NKP/NAP).

Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 30.04.2021 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

Die Bundesnetzagentur hat beginnend am 03.05.2021 die vom Netzbetreiber übermittelten Strukturdaten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Hierzu erfolgte eine mehrstufige Prüfung der eingereichten Daten in den Kategorien Sichtungsprüfung, Logikprüfung, inhaltliche Logikprüfung, Verfahrensvergleich, Kennzahlenprüfung und Kartenprüfung. Die einzelnen Prüfungen erfolgten dabei entweder manuell oder automatisiert.

Anhand der Sichtprüfung wurden die Daten auf Vollständigkeit und Auffälligkeiten überprüft, etwa hinsichtlich der abgefragten Einheiten ( $m^3$  und MWh) und dem Vergleich von Einzel- und Gesamtangaben (beispielsweise der Jahresarbeit oder Jahreshöchstlast). Weiterhin erfolgte in der Sichtungsprüfung ein Abgleich der neu eingereichten Daten mit vorherigen Datenständen. Ebenso wurden automatisiert bestimmte fehlende oder fehlerhafte Werte in den Datentabellen optisch hervorgehoben.

Im Anschluss an die Sichtungsprüfung wurden unter zwei Ausprägungen einer Logikprüfung weitere Auffälligkeiten identifiziert. Hierunter fielen u. a. die Umrechnung zwischen den Einheiten  $m^3$  und MW, die Nichtüberschreitung von „davon“-Positionen vom Gesamtwert sowie dem Verhältnis der angegebenen Jahresarbeit und der Jahreshöchstlast. 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.

Im Rahmen der Verfahrensvergleiche erfolgte ein Abgleich mit vorhandenen Daten aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030, den Altdaten aus dem Effizienzvergleich zur dritten Regulierungsperiode und mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2021.

Darüber hinaus wurden im Rahmen einer Kennzahlenprüfung über alle FNB Verhältniszahlen unter Verwendung der gemeldeten Einzeldaten gebildet und diese miteinander verglichen. In der Regel befinden sich die Verhältniszahlen der FNB alle

in denselben Bereichen, weswegen festgestellte Ausreißer ein Hinweis auf fehlerhafte Daten sein können.

Weiterhin erfolgte die Prüfung der bei den FNB abgefragten geographischen Daten bzw. Netzkarten anhand einer Kartenprüfung.

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. Die Plausibilisierung wurde so lange wiederholt, bis die Strukturdaten keine Auffälligkeiten oder Fehler mehr enthielten bzw. eine plausible Erläuterung der Auffälligkeiten durch den FNB vorlag. Die einzelnen Prüfrunden wurden in einem Datenblatt dokumentiert.

Ab 29.09.2021 wurde seitens der Bundesnetzagentur begonnen, Struktur- und Kostendaten zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung an das Beraterkonsortium zu übergeben.

Während der Fokus der BNetzA bei der Validierung auf den Einzeldatenlieferungen der Netzbetreiber lag, stand beim Beraterkonsortium stärker der Gesamtdatensatz im Sinne einer „Cross-Validation“ oder Kreuzvalidierung (d. h. wie stehen die Daten der Netzbetreiber relativ zueinander) im Vordergrund.

Im Rahmen der sukzessiven Plausibilisierung der Daten, der Bildung von aus den Einzeldaten durch das externe Beraterkonsortium abgeleiteten Parametern sowie als grundsätzlicher Abschluss der Datenvalidierungen wurden an die FNB Datenquittungen übermittelt:

Datenquittung A: Die FNB erhielten den von ihnen zuletzt übermittelten Erhebungsbogen sowie daraus ablesbare Parameter;

Datenquittung B: Die FNB erhielten von der BNetzA erstellte graphische interaktive Netzkarten mit einer Übersicht über die ermittelten Teilnetze und Flächen, dazu ausgewählte gebietsstrukturelle Daten;

Datenquittung C: Die FNB erhielten aus Ihren übermittelten Daten errechnete Parameter sowie Berechnungshilfen für Transportmomentvarianten. Ebenso wurde den Netzbetreibern ein eigenständiges Begleitdokument zu den

Parameterbildungsregeln beigefügt (als Anhang A und B dem Gutachten beigefügt – im Rahmen der Datenquittung mit Datenstand vom 11.08.2022).

Die FNB wurden aufgefordert, diese erhaltenen Datenquittungen zu prüfen und zu bestätigen bzw. fehlerhafte Berechnungen der BNetzA zu melden oder Korrekturen im EHB durchzuführen und diese neu der BNetzA zu übermitteln.

Als einen weiteren Schritt der Plausibilisierung veröffentlichte die Bundesnetzagentur ungeschwärzt verschiedene Datenstände der erhobenen und geprüften Strukturdaten (Stand 19.10.2021: Veröffentlichung von Jahresarbeit und Jahreshöchstlast, Daten zu den Gasmischstationen und Konvertierungsanlagen, der Leitungslänge und des Rohrvolumens, Daten zu den Druckreglern und Verdichtern, Anzahl von Netzkoppel- und Netzanschlusspunkten, Stand 06.12.2021: Veröffentlichung des aktualisierten Datensatzes der vorstehend genannten Strukturdaten zuzüglich ausgewählter Fremdnutzungsanteile, zusätzlich Veröffentlichung der Gebietseigenschaften wie insbesondere Bodenklassen und Grabbarkeit, Stand 18.08.2022 und angepasst 16.09.2022: Veröffentlichung des aktualisierten Datensatzes der vorstehend genannten Strukturdaten und Gebietseigenschaften, zusätzlich insbesondere Aufwandparameter, Polygonflächen – d. h. Flächen der konvexen Hüllen – jeweils des Gesamtnetzes, der Teilnetze, der Exit-Punkte an VNB und Letztverbraucher (vertikale Fläche) sowie das Transportmoment und das Transportwurzelmoment). Die FNB erhielten so die Möglichkeit, die Datenqualität aller Daten und die sich anschließenden Effizienzmodellanalysen zu prüfen, und dies bereits im Vorfeld der Anhörung von Effizienzwert und Gutachtenentwurf.

Am 27.09.2022 fand per Videokonferenz eine Konsultation der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter und zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden durch die Bundesnetzagentur unter Teilnahme und Mitwirkung des externen Beraterkonsortiums statt.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde auf Grundlage eines umfangreichen Foliensatzes, der den Netzbetreibern nach der Veranstaltung zur Verfügung gestellt wurde, die methodische Vorgehensweise des Beraterkonsortiums bei den von der Bundesnetzagentur beauftragten Arbeitsschritten zur Durchführung des Effizienzvergleichs unter Würdigung der aktuellen gaswirtschaftlichen Entwicklungen

erläutert; im Einzelnen wurde dabei zur Unterstützung der BNetzA bei den Datendefinitionen und der Datenplausibilisierung, zur Ermittlung der Vergleichsparameter, zur ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Kostentreiberanalyse und zur Herleitung und Validierung des Effizienzvergleichsmodells vorgetragen.

Dabei wurden auch neue Ansätze – wie insbesondere das im Rahmen der Modellentwicklung verwendete „Technical-Blocks“-Verfahren – und neue Parameter – insbesondere die vertikale Fläche sowie das Transportwurzelmoment 2 – vorgestellt und erläutert. Weiterhin wurde der Umgang mit Fremdnutzungsanteilen dargelegt. Die grundsätzlich für den Effizienzvergleich geeigneten Vergleichsparameter wurden aufgezeigt. Als nicht geeignete Parameter wurden die Druckparameter, die mittlere Transportdistanz, der horizontale/vertikale Transportanteil sowie die Höhendifferenz eingestuft und die Gründe dafür aufgezeigt.

Die grundsätzlich geeigneten Parameter wurden im Rahmen einer strukturierten Klassifizierung in Gruppen eingeteilt, den Versorgungsdimensionen Transport („Arbeit“, „Betrieb“), Kapazitätsbereitstellung („Leistung“, „Vorhaltung“) sowie Dienstleistungsbereitstellung („Anschluss“) zugeordnet und nach dem Grad der Kontrollierbarkeit eingestuft. So wirken die Aktivitäten des FNB unmittelbar (Betriebskosten), mittelbar (Verdichter vs. Rohrdurchmesser) oder gar nicht bzw. nur unerheblich (Gasnachfrage, Grabbarkeit des Bodens, Preisniveau Leitungsbau bei Errichtung) auf die beeinflussbaren Kosten.

Ausgewählte Parameter wurden in einer Referenznetzanalyse auf ihre kostentreibende Wirkung hin untersucht. Schließlich erfolgte die Vorstellung der Priorisierung der Parameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht. Diese Priorisierung zieht keinen prinzipiellen Ausschluss von potentiellen Vergleichsparametern nach sich, sondern soll lediglich die Rangfolge beim sogenannten „Top-Down“-Ansatz im Modul des eigentlichen Effizienzvergleichs bestimmen. Zusätzlich kam erstmals das „Technical Blocks“-Verfahren zum Einsatz. Dieses Verfahren soll die statistisch optimalen, aus analytischer Sicht stimmigen Parameterkombinationen liefern.

Im Hinblick auf den der Kostentreiberanalyse folgenden Effizienzvergleich wurden die Zielsetzung, die Methoden und die Gütekriterien im Konsultationstermin erörtert. Hierbei wurden insbesondere die Methodik zur Herleitung der Modelle sowie deren

Validierung dargelegt und diskutiert. Die Herleitung der Modelle erfolgte parallel anhand einem restringiertem und einem unrestringiertem Verfahren sowie testweise anhand des Modells für die dritte Regulierungsperiode. 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“). Zusätzlich wurde die Modellsuche mit Hilfe einer Permutation aller grundsätzlich geeigneten Vergleichsparameter und der Anwendung quantitativer und qualitativer Filterkriterien unterstützt. Bei der Verwendung von drei Parametern ergaben sich 13.244 Modelle, bei der Verwendung von vier Parametern 135.751 Modelle.

Abschließend wurden die zum damaligen Zeitpunkt identifizierten potentiell geeigneten Modellkandidaten gegenübergestellt. Dazu zählte auch das Modell „RP3+“ mit den Parametern Rohrvolumen, Verdichterleistung, Entry- und Exitpunkte sowie der Polygonfläche um die vollständigen Teilnetze.

Im Anhang des Foliensatzes sind – neben der ausführlichen Beurteilung der Parametergruppen aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht und einer erläuternden Darstellung GIS-basierter Parameter – insbesondere auch Parametervorschläge der Netzbetreiber und des Gasspeicherverbandes INES aufgeführt („Benutzungsstunden“, „bereinigte Jahreshöchstlast“ sowie die „Absolute Höhe der internen Bestellungen“), die unter Nennung der Ablehnungsgründe verworfen werden.

Den Teilnehmern wurde explizit die Möglichkeit eingeräumt, weitere mögliche Modelle vorzuschlagen, was aufgrund der umfassenden Datenveröffentlichung deutlich leichter als in der Vergangenheit möglich war. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme zur am 27.09.2022 durchgeführten Konsultationsveranstaltung bis zum 25.10.2022 eingeräumt.

Zehn Netzbetreiber nutzten die Möglichkeit zur Stellungnahme und trugen unter anderem folgendes vor:

Es wird positiv aufgenommen, dass sich das Vorgehen der Gutachter größtenteils mit dem der dritten Regulierungsperiode decke. Die Analysen hätten sich bewährt und

entsprechen dem Stand der Wissenschaft. Auch werden vier Vergleichsparameter als sachgerecht angesehen.

Es wird begrüßt, dass die Eignung des Modells der dritten Regulierungsperiode grundsätzlich besteht. Für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode sollte daher nur eine behutsame Weiterentwicklung erfolgen.

Es wird ebenfalls positiv bewertet, dass alle – im Rahmen der Konsultation vorgestellten – Modelle eine hohe Durchschnittseffizienz erreichen.

Bezüglich der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse wurde zum Teil das neue „Technical-Blocks“-Verfahren nicht genau nachvollzogen bzw. weitere Ausführungen gefordert. Es wurden keine neuen Parameter vorgeschlagen oder angeregt, die vorgenommenen Definitionen und Berechnungsweisen der untersuchten Parameter anzupassen. Stattdessen ging – mit unterschiedlichen Standpunkten – eine Vielzahl an Einschätzungen zur Eignung der gebildeten Parameter ein.

Von vielen Netzbetreiber kritisiert wurden die „dynamischen Parameter“, also Parameter, welche die Transportaufgabe des Basisjahrs abbilden oder auf dieser basieren (Jahresarbeit, Jahreshöchstlast, Transportmoment und Transportwurzelmoment mit Transportwurzelmoment<sup>2</sup> sowie Treibgasverbrauch), da diese im Zeitablauf sehr volatil und stark abhängig vom Verhalten von Importeuren, Transportkunden sowie inländischen als auch in benachbarten Ländern ansässigen Verbrauchern seien.

Die Bildung der vertikalen und horizontalen Parameter, darunter die Neubildung „vertikale Fläche“ wurde kontrovers beurteilt. Vertikale Parameter seien vor allem ungeeignet, da 30 % der Netzbetreiber bei diesen keinen Wert aufweisen würden. Die hohe Kostenkorrelation dieser Parameter entstehe dadurch, dass die verbliebenen Unternehmen logischerweise vergleichbarer seien.

Beim neuen Parameter Regler-Nenndurchfluss wurde teils bemängelt, dass von einem uneinheitlichen Vorgehen bei den Netzbetreibern bezüglich der Datenerhebung auszugehen sei. Darüber hinaus wurde die Eignung des Parameters als Kostentreiber insbesondere aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Netze kritisiert. Mitunter sei es zufällig, ob Druckregler dem vor- oder nachgelagerten Netz angehören.

Bei der Rohrmantelfläche, welche in zwei Varianten gebildet wurde, gehen die Meinungen der Netzbetreiber auseinander. Zum einen wird die inputorientierte

Mantelfläche, welche die tatsächliche reale Mantelfläche widerspiegelt, befürwortet, da diese keine doppelte Berücksichtigung der Leitungen in Bruchteilseigentum vorsieht und somit keine unberechtigte Bereicherung darstelle. Zum anderen wird bemängelt, dass die inputorientierte Berechnung die höhere Kosteneffizienz gezielt herausrechne, was den Gedanken des Effizienzvergleiches ad absurdum führen würde.

Bezüglich der Polygonfläche ziehen die FNB die teilnetzscharfe Bestimmung vor (also yArea statt yArea\_all), teils wird auch der Ersatz mit der vertikalen Fläche gefordert.

Zum Effizienzvergleich wurde in methodischer Hinsicht bemängelt, dass 16 Netzbetreiber zur Anwendung einer DEA nicht ausreichen würden und die Aussagekraft der Ergebnisse zweifelhaft sei; Die durchgeführte Permutation wurde eher kritisch beurteilt, da vor allem die Kriterien zur Reduzierung willkürlich seien. Die Verwendung der F-Teststatistik sei nicht nachvollziehbar. Im Rahmen des Effizienzvergleichs VNB Strom wurde diese mit der Verteilungsannahme der Stochastical Frontier Analysis begründet, welche hier jedoch nicht angewendet würde. Die Änderung müsse daher genauer erläutert werden; Weiterhin würde die Annahme von konstanten Skalenerträgen zu Verzerrungen zugunsten kleiner Netzbetreiber führen, während große Netzbetreiber als systematisch ineffizient eingeschätzt werden; Des Weiteren mangle es sowohl an einer theoretischen Begründung für die Anwendung der Dominanzanalyse noch erfülle sie die Anforderungen der Anlage 3 der ARegV.

Mit verwaltungsinternem Stichtag zum 15.09.2022 lagen die finalen Aufwands- und Vergleichsparameter der 16 Fernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung aller bis dahin durchzuführenden Korrekturen beim Beraterkonsortium vollständig vor. Mit diesem Datensatz wurden alle im Gutachten beschriebenen Arbeitsschritte durchgeführt. Dem Netzbetreiber wurden mit Schreiben vom 08.02.2023 die Modellparameter für den Effizienzvergleich sowie der voraussichtliche Effizienzwert für die vierte Regulierungsperiode in Höhe von 100 % vorab basierend auf den ermittelten Aufwands- und Vergleichsparametern informatorisch mitgeteilt. Der voraussichtliche Effizienzwert basiert auf dem Modell „RP3+ Exit“ mit den Vergleichsparametern Rohrvolumen, Polygonfläche um die vollständigen Teilnetze, Anzahl der Ausspeisepunkte sowie Verdichterleistung, welches zwar nicht unmittelbar Gegenstand der Konsultationsveranstaltung am 27.09.2022 war, jedoch lediglich eine

geringfügige Variation des im Rahmen der Veranstaltung als mögliches Modell vorgestellten Modells „RP3+“ darstellt, welches in der Veranstaltung und den dazu eingegangenen Stellungnahmen positiv aufgenommen wurde.<sup>1</sup>

Die Entscheidungsfindung zur Modellwahl und die Ermittlung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs wird ausführlich im Gutachten des von der Bundesnetzagentur beauftragten Beraterkonsortiums erörtert („Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode“, Swiss Economics et al.). Das Gutachten ist Bestandteil des Beschlusses.

Die weitere 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. Hierzu wurde den Fernleitungsnetzbetreibern der Gutachtenentwurf („EFG4, Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode, Anhörungsbericht“, Stand: 16.05.2023) über das Energiedatenportal zur Verfügung gestellt. Vom 22.05.2023<sup>2</sup> bis zum 19.06.2023 erhielten diese Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme. Den übrigen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme vom 19.07.2023 bis 02.08.2023 eingeräumt.

In einigen Stellungnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zum Gutachtenentwurf wird im Wesentlichen lediglich auf die im Laufe des Verwaltungsverfahrens bereits abgegebenen Stellungnahmen verwiesen, andere Netzbetreiber legen (erneut) umfangreiche Ausführungen vor.

Anerkannt wird, dass – wie von den Fernleitungsnetzbetreibern gefordert - auf eine grundsätzliche Kontinuität der Durchschnittseffizienz zur dritten Regulierungsperiode im Rahmen einer behutsamen Weiterentwicklung geachtet und von disruptiven Modellen mit hauptsächlich exogenen Parametern abgesehen worden sei. Auch werde die netztechnische Flexibilität berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Das Modell „RP3+ Exit“ unterscheidet sich vom Modell „RP3+“ durch die Verwendung lediglich der Exit-Punkte statt der Verwendung von Exit- und Entry-Punkten.

<sup>2</sup> Einstellung in das Energiedatenportal: Freitag, 19.05.2023.

Der Großteil der Stellungnahmen betont die hohe Heterogenität der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, die zwischen der dritten und vierten Regulierungsperiode zugenommen habe. Mit dem Umbau der Energiesysteme und der geänderten europäischen Beschaffungssituation müssten die FNB ihre Netze anpassen und auch transformieren. Die vergangene eher statische Welt werde durch eine dynamische Welt abgelöst.

In den Stellungnahmen wird von einigen Netzbetreibern folgende wesentliche Kritik geäußert:

Die Aufteilung in endogene und exogene Parameter sei aufgrund der historischen Rahmenbedingungen nur bedingt sachgerecht. Durch die langen Nutzungszeiträume ergäben sich Pfadabhängigkeiten bei den Investitionen.

Im Technical Blocks Verfahren würden ohne nachvollziehbare wissenschaftliche Begründung Restriktionen bei der Parameterkombination gesetzt. Die Zuordnung der Parameter zu den einzelnen Versorgungsdimensionen sei nicht plausibel.

Das Konzept der DEA mit konstanten Skalenerträgen wird aufgrund der „teils enormen Unterschiede“ zwischen den FNB kritisiert.

Es wird gefordert, die Ausreißeranalyse neu zu bewerten, um zu gewährleisten, dass eindeutige Ausreißer aus der Stichprobe entfernt würden. Im Hinblick auf Ausreißer seien nur Modelle mit einer Anzahl von maximal zwei Ausreißern in die Vorauswahl aufgenommen worden. Der im Gutachten dokumentierten Faustformel zur Ermittlung der Anzahl an Ausreißern mangle es an einer wissenschaftlich ausreichenden Fundierung. Sie wirke angesichts des komplexen Verfahrens und der immensen Auswirkungen für die FNB nicht sachgerecht, insbesondere weil die Anzahl von zwei Ausreißern als Einschränkung bei der späteren Auswahl der Modelle herangezogen werde.

Weiterhin fehle es an einer theoretischen Rechtfertigung für die Anwendung der Dominanzanalyse. Die Supereffizienz-Analyse ziele darauf ab, Unternehmen zu identifizieren, die signifikant effizienter seien als der Rest der Stichprobe. Der Schwellenwert, der zur Erkennung von Ausreißern bei der Supereffizienz-Analyse verwendet würde, sei endogen. Bei volatileren DEA-Modellen, d. h. bei Modellen, bei denen die Effizienz in einem breiten Bereich liegt, würden damit weniger Ausreißer

erkannt als bei Modellen mit homogenem Datensatz, obwohl tatsächlich mehr Ausreißer identifiziert werden müssten.

Grundsätzlich führten die exogenen Parameter nicht zu robusten Ergebnissen, da sie teils starken externen Schwankungen unterliegen würden (Jahresarbeit und Jahreshöchstlast). Die Transport(wurzel)momente hätten konzeptionelle Schwächen, da sie aus einer Referenznetzbildung resultierten und damit für die DEA ungeeignet seien. Kritisiert wird teilweise der sogenannte „Bananeneffekt“ im Rahmen der Anwendung des Flächenparameters.

Unklar sei weiterhin, so ein Netzbetreiber, wieso die Parametergruppe Bodenklasse keinerlei Berücksichtigung in den Modellvorschlägen der BNetzA finde. Parameter der Bodenklasse wiesen eine hohe Kostenkorrelation auf. Die Argumentation zur Einordnung der Bodenklassen-Parameter als nur "partiell geeignet" erscheine willkürlich und nicht begründet.

Ein Netzbetreiber kritisiert die outputorientierte Mantelfläche, da dieser Parameter Netzbetreiber mit ausgeprägtem Bruchteilseigentum bevorteile.

Von einigen Netzbetreibern wird nachdrücklich die Benachteiligung im Effizienzvergleich durch verzerrende Wirkungen von Investitionsvorhaben hervorgehoben. Effizienter und zur Versorgung nachweislich notwendiger Netzausbau dürfe in keiner Weise zu einer Effizienzverschlechterung führen. Dies sei im bisherigen Setting des Effizienzvergleichs eine reale Gefahr und bislang nicht Teil der Analysen im Gutachten. Dies sollte jedoch entsprechend Berücksichtigung finden.

Der Auswahlprozess für die Modelle sei nicht vollständig nachvollziehbar. Insbesondere sei das Festhalten an Modellen mit nachteiligen Parametern nicht verständlich. Zudem seien Modelle mit einer guten konzeptionellen Eignung und sehr guter Kostenerklärbarkeit nicht in die engere Auswahl genommen worden. Darüber hinaus habe keine fundierte inhaltliche Peer-Analyse stattgefunden.

Die Veröffentlichung der finalen Gutachtenversion („EFG4, Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode, Schlussbericht“, Stand: 21.07.2023) erfolgte auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur.

#### **4. Nach dem verwaltungsinternen Stichtag (15.09.2022) festgestellte Datenfehler**

Nach dem Stichtag am 15.09.2022 kam es in mehreren Fällen zu Korrekturen der Aufwandsparemeter für den Effizienzvergleich. Die Änderungen resultieren aufgrund von vorherigen Fehlangaben der Netzbetreiber zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (in zwei Fällen) sowie Anlagen im Bau (in einem weiteren Fall) und führen zu einer lediglich minimalen Korrektur der jeweiligen Aufwandsparemeter im Bereich von 0,05 % bis maximal 0,76 %. Bei Berücksichtigung der Korrekturen würde sich lediglich der Effizienzwert des jeweils betroffenen Netzbetreibers leicht ändern. Die Effizienzwerte von dritten Netzbetreibern würden sich nicht ändern.

#### **5. Nichtgeltung der Ausnahme vom Kapitalkostenabzug für ehemalige Investitionsmaßnahmen im Ausgangsniveau**

Vor dem Hintergrund, dass die Ausnahme vom Kapitalkostenabzug, die in § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV geregelt wird, gemäß § 35 Abs. 7 S. 3 ARegV nicht für ehemalige Investitionsmaßnahmen gilt, wurden die Fernleitungsnetzbetreiber wegen des vergleichsweise komplexen und zum Teil auch sehr umfangreichen Datenbestandes zu den ehemaligen Investitionsmaßnahmen mittels eines Erhebungsbogens um Überprüfung der für diese im Basisjahr 2020 enthaltenen Anschaffungs- und Herstellungskosten gebeten.

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern mit gepachteten Anlagen wurde zudem um die Aufteilung der Anschaffungs- und Herstellungskosten der ehemaligen Investitionsmaßnahmen auf den Netzbetreiber und den / die Verpächter gebeten, da der Beschlusskammer diese bis dato nicht vorlag, gleichwohl aber für die Berechnung des Kapitalkostenabzugs benötigt wird, da die Allokation der Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Netzbetreiber und Verpächter die Höhe des Abzugs beeinflusst.

Vorliegend ist jedoch die Nichtgeltung der Ausnahme vom Kapitalkostenabzug für ehemalige Investitionsmaßnahmen ohne Belang, da keine ehemaligen Investitionsmaßnahmen im Ausgangsniveau des Netzbetreibers enthalten sind. Deshalb erhielt der Netzbetreiber auch keinen Erhebungsbogen.

## **6. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber unter anderem mit Schreiben vom 02.07.2024 und 13.05.2025 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 22.05.2025 von einer Stellungnahme abgesehen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18**

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18.

#### **1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG. geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem

es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

## **1.2 Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen.

Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

### **1.3 Interessenabwägung**

Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten

Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

## **2. Rechtmäßigkeit der Entscheidung unter Anwendung des nationalen Rechts**

### **2.1. 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.

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

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1 und Abs. 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 17, 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 vierte 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 vierten Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027) ergeben sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

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

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

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

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

### **2.2.1. 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 vierte 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 zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2020.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2020 ergibt sich aus **Anlage II**.

### **2.2.2. 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.

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode ( $KA_{vnb,t}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ) und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs ( $KKAb_t$ ). Somit gilt:

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

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

§ 11 Abs. 3 S. 3 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten.

#### **2.2.3.1. Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV**

Der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können zukünftig ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV Berücksichtigung finden.

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

In der vierten Regulierungsperiode findet gem. § 35 Abs. 7 S. 2 f. ARegV übergangsweise kein Abzug von Kapitalkosten statt, die aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter resultieren, die erstmals zwischen dem 01.01.2007

und dem 31.12.2021 aktiviert wurden, sofern es sich bei der Investition nicht um von der Bundesnetzagentur genehmigte Investitionsmaßnahmen handelt oder gehandelt hat. Dies betrifft zunächst das Sachanlagevermögen, Grundstücke und immaterielle Vermögensgegenstände. Zudem werden in diesem Zeitraum entstandene Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Berechnung des Kapitalkostenabzugs nicht aufgelöst. Hierbei handelt es sich ebenfalls um Kapitalkostenbestandteile, wie sich aus § 6 Abs. 3 S. 4 ARegV ergibt. Diese negativen Kapitalkosten resultieren ebenfalls aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter, nämlich aus der Herstellung von Endkundenanschlüssen. Es entspricht dem Sinn und Zweck der Übergangsregelung, die Kapitalkosteneffekte von Neuinvestitionen vollumfänglich vom Kapitalkostenabzug auszunehmen. Eine Ungleichbehandlung positiver und negativer Kostenbestandteile wäre nicht sachgerecht. Anders verhält es sich indes mit Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände. Deren Kosten werden in den späteren Jahren der Regulierungsperiode ohnehin über den Kapitalkostenaufschlag der Erlösobergrenze hinzugefügt, sodass es zu einer Doppelerkennung käme, wenn sie vom Kapitalkostenabzug ausgenommen würden. Die Restbuchwerte von Sachanlagevermögen, Grundstücken, immateriellen Vermögensgegenständen, Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen werden für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs als unveränderlich betrachtet.

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

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

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

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

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

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

Hierbei gilt:

$KKAb_t$  = Kapitalkostenabzug im Jahr t

$KK_0$  = Kapitalkosten im Basisjahr

$KK_t$  = Kapitalkosten im Jahr t

$AB_0$  = Kalkulatorische Abschreibungen im Basisjahr

$AB_t$  = Kalkulatorische Abschreibungen im Jahr t

$EKZ_0$  = Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Basisjahr

$EKZ_t$  = Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Jahr t

$GewSt_0$  = Kalkulatorische Gewerbesteuer im Basisjahr

$GewSt_t$  = Kalkulatorische Gewerbesteuer im Jahr t

$FKZ_0$  = Fremdkapitalzinsen im Basisjahr

$FKZ_t$  = Fremdkapitalzinsen im Jahr t

Bezugsgröße für die Ermittlung der Kapitalkosten sind das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen einschließlich der Anlagen im Bau. Anlagen im Bau werden im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode jedoch mit Null angesetzt, da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass sie zu diesem Zeitpunkt nicht mehr als solche vorhanden sind, sondern durch Anlagegüter im Sachanlagevermögen ersetzt wurden. Soweit sich Anlagen im Bau, die im Basisjahr in der Bilanz vorhanden waren, in der vierten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind bzw. waren sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen. (BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 EnVR 51/20, BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 EnVR 6/21, BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 – EnVR 22/21).

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 GasNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 3 GasNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2020. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV

des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 GasNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ermittelt und nach § 7 Abs. 3 GasNEV aufgeteilt. Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden die Zinssätze aus dem Beschluss BK4-21/056 angewandt. Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 GasNEV. Der Fremdkapitalzinsaufwand ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2020 und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der vierten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2020. Unter Fremdkapitalzinsen werden dabei nicht nur Darlehenszinsen, sondern alle Zinsen und ähnliche Aufwendungen verstanden, da alle Arten von Zinsen aus Verbindlichkeiten des Netzbetriebs resultieren und somit im wirtschaftlichen Ergebnis der Fremdfinanzierung von betriebsnotwendigem Vermögen dienen. Eine Differenzierung nach Zinsen für Fremdkapital, das in unmittelbarem Zusammenhang mit Investitionen steht, und sonstigen Fremdkapitalzinsen ist im Verordnungswortlaut nicht angelegt. Die Fremdkapitalzinsen werden dem Verordnungswortlaut entsprechend vollständig, d.h. unter Einschluss eventueller dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile angesetzt. Soweit dadurch dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile abgezogen werden, obwohl weiterhin anerkennungsfähige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in entsprechender Höhe vorhanden sind, ist dies durch die Anpassung der Erlösbergrenzen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auszugleichen. Beim Netzbetreiber wurden die in Anlage A2.1-NB1 ausgewiesenen Anteile an den Fremdkapitalzinsen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten identifiziert. Der durch die Anpassung der Erlösbergrenze auszugleichende Betrag ergibt sich aus der Differenz der im Ausgangsniveau enthaltenen dauerhaft

nicht beeinflussbaren Kostenanteile an den Fremdkapitalzinsen und der in der Anlage A2.1-NB1 ausgewiesenen Anteile im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode.

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

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet kein Abzug statt (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2021 – VI-3 Kart 798/19, BGH, Beschluss vom 25. April 2023 – EnVR 32/21). Dies entspräche nicht dem Sinn und Zweck der Regelung. Durch den Kapitalkostenabzug soll das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Sachanlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachgefahren werden. Während die Restwerte des Sachanlagevermögens sowie die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse gemäß den Vorgaben der GasNEV für jedes Jahr der Regulierungsperiode zu ermitteln sind, werden die Bilanzwerte des übrigen Vermögens sowie das übrige Abzugskapital ebenso wie das verzinsliche Fremdkapital im gleichen Verhältnis fortgeschrieben. Diese Regelung ist notwendig, damit das Absinken der Restbuchwerte im Zeitablauf nicht vollständig dem Eigenkapital, sondern auch anteilig dem Abzugs- und dem verzinslichen Fremdkapital zugerechnet wird.

Netzbetreiber, die in ihrer Bilanz nicht das eigentliche Anlagevermögen aber im Gegensatz hierzu die netzbezogenen Rückstellungen ausweisen, verfügen häufig über negatives Eigenkapital. Durch Anschaffung von Anlagegütern, die im Basisjahr eine sehr kurze Restnutzungsdauer aufweisen und damit bereits zu Beginn der Regulierungsperiode ganz oder nahezu vollständig abgeschrieben sind, könnte das System dahingehend manipuliert werden, dass auch das gesamte Abzugskapital eliminiert würde. Dies entspricht weder dem Sinn und Zweck der Regelung das zeitliche Absinken der Restbuchwerte nachzubilden, noch führt es zu einem

sachgerechten Ergebnis. Daher findet kein Einzelabzug statt, wenn beispielsweise aufgrund negativen Eigenkapitals im Ausgangsniveau rechnerisch ein negativer Einzelabzug ermittelt wird.

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

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

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

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

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

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

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

#### **2.2.3.2.1. 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 Aufwandsparameter 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 Aufwandsparameter 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 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.

#### **2.2.3.2.2. Methodische Grundlagen**

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

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21a 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 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).

#### **2.2.3.2.3. 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.

#### **2.2.3.2.4. 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 konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

#### **2.2.3.3. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

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

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

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

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

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

##### **2.2.3.3.1.1. 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 ARegV die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage V** ist die Ermittlung der Aufwandparameter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

##### **2.2.3.3.1.2. 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.

#### **2.2.3.3.2. 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 Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben, wird sichergestellt, dass die Erkenntnisse der vorherigen Effizienzvergleiche auch in künftige Vergleiche einfließen können, wodurch grundsätzlich die Konstanz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs erhöht werden kann. Dies beschneidet die Bundesnetzagentur nicht bei der Auswahl der Vergleichsparameter aufgrund qualitativer, analytischer oder statistischer Methoden und vermindert gleichzeitig die Unsicherheit über künftige Vergleichsmaßstäbe auf Seiten der Netzbetreiber (vgl. BR Drs. 296/16, S. 39).

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 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.

Die Wirkungen der gaswirtschaftlichen Entwicklungen können für das Basisjahr 2020 grundsätzlich in den Vergleichsparametern der RP3 und damit auch durch daraus weiterentwickelten Variationen – wie den Vergleichsparametern des Modells „RP3+ Exit“ - abgebildet 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 erklärt oder 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 Schreiben vom 08.02.2023 wurden dem Netzbetreiber der sich aus dem Modell „RP3+ Exit“ ergebende Effizienzwert sowie die Vergleichsparameter des Modells benannt, wobei bezüglich der konkreten Vergleichsparameterwerte auf die letzte Datenquittung verwiesen wurde. Mit der abschließenden Anhörung der Erlösobergrenzen wurde dem Netzbetreiber die in den Effizienzvergleich einbezogenen Vergleichsparameterwerte mitgeteilt.

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

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse insbesondere unter Verwendung analytischer Kostenmodelle durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die

DEA setzt methodisch eine Relation zwischen der Unternehmensanzahl und der Anzahl von Vergleichsparametern voraus, die eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse ermöglichen.

Auf Grundlage des erstellten Gutachtens zur Kostentreiberanalyse und zum Effizienzvergleich des Gasfernleitungsnetzbetreibers und der Stellungnahmen der Netzbetreiber werden folgende Vergleichsparameter gemäß des gewählten Modells „RP3+ Exit“ in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrleitungsvolumen (yPipe\_volume)
2. Fläche des versorgten Gebietes (Polygonfläche teilnetzscharf, d.h. um die vollständigen Teilnetze, yArea)
3. Anzahl der Ausspeisepunkte (yPoints\_exit\_num)
4. Verdichterwellenleistung (yCompressor\_power\_sum)

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

Durch die Parameterwahl wurde sichergestellt, dass alle relevanten Kriterien und Prüfungen eingehalten und gleichzeitig die Forderungen der Fernleitungsnetzbetreiber nach Parameterkonstanz, Abbildung der Heterogenität sowie ein Verzicht auf dynamische Parameter beachtet wurden.

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 Aufwandparameter die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 2 ermittelt werden.

Aufgrund auffälliger Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemtern, die bei einem Sonderfall aufgetreten sind, wurde für die vierte Regulierungsperiode von vornherein die vollständige Abbildung auch des nicht-regulierten Anteils in den Aufwands- und Vergleichsparemtern nach § 13 Abs. 1 ARegV berücksichtigt, was dem Vorgehen bei der Ermittlung der Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode entspricht.

Hintergrund ist, dass einerseits die Kostendaten und wesentliche Strukturdaten wie das Rohrvolumen oder die Verdichterleistung aufgrund des direkten Bezugs zu den Betriebskosten bzw. Anschaffungs- und Herstellungskosten anhand des regulierten Anteils der Kapazitäten (der bei Bestimmung der Erlösobergrenze als Kostenschlüssel zwischen dem regulierten und nicht regulierten Teil des Unternehmens zur Anwendung kommt) reduziert werden können. Andererseits ist eine solche Reduzierung bei den Parametern zur Jahresarbeit und Jahreshöchstlast mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden und bei Parametern wie der versorgten Fläche oder den Ein- und Ausspeisepunkten überhaupt nicht möglich, da diese unabhängig vom Umfang der Kapazitäten sind. Bei dieser asymmetrischen Reduzierung haben sich starke Verzerrungen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs für die dritte Regulierungsperiode zum Nachteil der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Anteilen ergeben. Deshalb wurde in der vierten Regulierungsperiode bereits bei der Datenerhebung und sodann bei der Durchführung des Effizienzvergleichs ausschließlich auf die vollständige Abbildung auch des nicht-regulierten Teils abgestellt. Für Zwecke der Bestimmung der Erlösobergrenzen der betroffenen Netzbetreiber werden die unter Berücksichtigung der nicht-regulierten Anteile ermittelten Effizienzwerte auf den regulierten Kostenanteil angewandt, § 15 Abs. 3 S. 2 ARegV. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass keine verzerrende Wirkung zu Lasten der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Kapazitäten eintritt. Eine Effizienzvorgabe, die sich auch dadurch ergibt, dass bestimmte Infrastrukturen von der Entgeltregulierung ausgenommen sind, wäre mit den Vorgaben der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gemäß § 21a EnWG nicht vereinbar. Die gewählte Vorgehensweise sichert vielmehr ab, dass bestehende objektive strukturelle Unterschiede nach § 21a EnWG angemessen berücksichtigt sind.

#### **2.2.3.3.3. 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 wurden zwei Ausreißer identifiziert. Bei der Dominanzanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparemter ohne Standardisierung wurde ein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemter wurde kein weiteres Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparemter ohne Standardisierung wurde ein weiteres Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

#### **2.2.3.3.4. Gutachten**

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf den auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur

veröffentlichten Schlussbericht<sup>3</sup> des den Effizienzvergleich begleitenden Beraterkonsortiums bestehend aus Swiss Economics SE AG und SUMICSID unter Hinzuziehung des IAEW und der Hochschule Osnabrück vom 21.07.2023 verwiesen.

#### **2.2.3.3.5. Korrektur von Parametern für den Effizienzvergleich**

Für die Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells wurde die unter I. beschriebene Korrektur weniger Aufwandparameter nach dem Stichtag am 15.09.2023 nicht berücksichtigt. Zum Stichtag lag ein einheitlicher Datensatz der Aufwands- und Vergleichsparameter aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Fernleitungsnetzbetreiber vor, mit dem die Modellwahl und Berechnung der Effizienzwerte unter gutachterlicher Begleitung vorgenommen wurde.

Diese Einschätzung ist maßgeblich davon getrieben, dass sich Netzbetreiber im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen müssen, da es mit dem methodischen Ansatz des Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschluss vom 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 17 unter Verweis auf BGH, Beschluss vom 21.01.2014, - EnVR 12/12, RdE 2014, 276 Rn. 122 f. - Stadtwerke Konstanz GmbH).

Die Festlegung der Erlösobergrenzen erfolgt in einem hochkomplexen Verwaltungsverfahren mit - jedenfalls phasenweise - zahlreichen Beteiligten. Die Bestimmung der individuellen Erlösobergrenzen der einzelnen Netzbetreiber ist erst der letzte Schritt in einem gestuften Regulierungsverfahren mit zahlreichen Zwischenschritten, die nicht nur die Verhältnisse des jeweiligen Netzbetreibers zum Gegenstand haben, sondern in verschiedenen Bereichen - insbesondere dem des Effizienzvergleichs einen Abgleich der Daten aller Netzbetreiber erfordern. Das ist aber nur möglich, wenn sichergestellt ist, dass zu bestimmten Stichtagen alle erforderlichen Daten vorliegen (BGH, a.a.O., Rn. 17).

---

3

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichFNB/start.html>

Die Änderung der Daten hat keine Auswirkungen auf die Wahl der Vergleichsparameter, die Ausgestaltung des Modells oder die Effizienzwerte dritter Netzbetreiber.

Bei den Korrekturen handelt es sich nur um punktuelle, nicht gravierende Datenänderungen im Bereich von 0,05 % bis 0,76 % der Aufwandparameter. Es liegen aufgrund der geringfügigen Auswirkungen keine Anhaltspunkte vor, die eine erneute Durchführung des gesamten Effizienzvergleichs (samt neuem Stichtag für den Datensatz) erforderlich machen. Fehlerhafte Einzeldaten könnten sich im Prozess des Effizienzvergleichs immer einstellen und wirken sich angesichts der Breite der Datengrundlage in der Regel nicht in nennenswertem Umfang auf das Ergebnis aus.

Vorliegend ist auch keine Fallkonstellation gegeben, in der sich die falschen Datenangaben erheblich auf die Effizienzwerte zu Gunsten des betroffenen Netzbetreibers selbst oder zu Lasten anderer Netzbetreiber auswirken. Es bestehen keine Anhaltspunkte dafür, dass sich die Datengrundlage insgesamt als untauglich für die Durchführung des Effizienzvergleichs erwiesen habe. Im Gegenteil sprechen die nur minimalen Korrekturen vor dem Hintergrund der Größe des übrigen Datensatzes für eine hinreichend genaue Datengrundlage.

#### **2.2.4. 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**.

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

### 2.3.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

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

### 2.3.2. 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 und 13 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	$V_t$
2023	1	0,2
2024	2	0,4
2025	3	0,6
2026	4	0,8
2027	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**.

## 2.4. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2020. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2020 100,0, für das Jahr 2021 103,1, für das Jahr 2022 110,2 und für das Jahr 2023 116,7 und für das Jahr 2024 119,3 (jeweils bei einer Normierung auf das Jahr 2020) (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 2021 zum VPI für das Jahr 2020 für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode (2023) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0310. Für das zweite Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1020, für das dritte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2025) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1670 und für das vierte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2026) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1930.

Für das letzte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2027) hat die Beschlusskammer den VPI des Jahres 2025 geschätzt, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI des Kalenderjahres 2025 vorliegen konnte, dieser indes bei der Ermittlung des VPI des letzten Jahres der Regulierungsperiode zugrunde zu legen ist. Der Rat der Europäischen Zentralbank (EZB) gibt ein mittelfristiges Inflationsziel in Höhe von 2% an. Die Beschlusskammer hält es für zweckmäßig, das mittelfristige Inflationsziel der EZB als Schätzung für die relative prozentuale Veränderung des VPI für das Jahr 2025 heranzuziehen, zumal der Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist.

Es wurden somit folgende auf eine Nachkommastelle gerundete VPI-Werte angesetzt:

<b>Jahr</b>	<b>VPI</b>
2020	<b>100,0</b>
2021	<b>103,1</b>
2022	<b>110,2</b>
2023	<b>116,7</b>
2024	<b>119,3</b>
2025	<b>119,3 * 1,02 = 121,7</b>

Für das fünfte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2027) wurde ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,2170 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 2020 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI <sub>t</sub> /VPI <sub>0</sub>
2023	3,10%
2024	10,20%
2025	16,70%
2026	19,30%
2027	21,70%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2023 bis 2027 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

## 2.5. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

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

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

Unter dem Aktenzeichen BK4-22-085 beabsichtigt die Beschlusskammer 4 für Gasnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor festzulegen, welcher Bestandteil der Regulierungsformel ist. Dieses Festlegungsverfahren steht kurz vor dem Abschluss. Die Beschlusskammer 9 berücksichtigt zunächst den von der Beschlusskammer 4 zuletzt veröffentlichten Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor. Für Gasversorgungsnetze beträgt dieser 0,87 %. Die Beschlusskammer wird indes nach Festlegung durch die Beschlusskammer 4 den dann festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor berücksichtigen.

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF<sub>t</sub> als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen

des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die 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:  $PF_t = (1 + 0,87)^{t-1}$  (**Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

## **2.6. 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 vierten Regulierungsperiode wird indes weiterhin kein Qualitätselement angewendet.

## **2.7. 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 gemäß § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV 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. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 30.03.2020 (BK9-20/606) gelten im Zeitraum des 01.01.2021 bis zum 30.09.2024 die Kosten für marktbasierete Instrumente (VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes Spread-Produkt) und für Kapazitätsrückkäufe nach dem Beschluss der Beschlusskammer 7, BK7-19-037, vom

25.03.2020 („KAP+“) als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 08.05.2024 (BK9-23/606) gelten ab dem 01.10.2024 die Kosten für marktbasierete Instrumente nach Ziff. 3b sowie für Kapazitätsrückkäufe nach Ziff. 3c des Beschlusses BK7-23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“) als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 18.09.2020 (BK9-20/606-1 bis BK9-20/606-5) gelten Energiekosten für die Stickstoffgewinnung zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 08.11.2022 (BK9-22/606-1 bis BK9-22/606-5) gelten ab dem 01.01.2021 Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung, Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas, Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen beruhen, Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme von Gas aus dem Ausland ins deutsche Fernleitungsnetz entstehen, welches nicht den Bestimmungen des Arbeitsblatts G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (Stand 2021) entspricht, soweit die Übernahme derartigen Gases zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt wird und die Netzbetreiber nach Übernahme des Gases alle angemessenen Maßnahmen zur Schadensminimierung treffen und insbesondere die ihnen zur Verfügung stehenden, relevanten Informationen wie Messwerte und sonstige Daten über die Beschaffenheit des transportierten Gases den Anschlusskunden einschließlich Speicherbetreibern, bei welchen eine Schädigung nicht fernliegend erscheint, zur Verfügung stellen, Kosten für Kapazitätsinstrumente, soweit diese zur Bereitstellung von Einspeisekapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden, eingesetzt werden, als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Da die letztgenannten Kostenarten in den maßgeblichen Basisjahren 2015 (für 2021 und 2022) und 2020 (für die Jahre ab 2023) noch nicht als volatile Kostenanteile galten und daher in den jeweiligen Kostenprüfungen nicht gesondert abgegrenzt wurden, wird die Feststellung der heranzuziehenden

Vergleichswerte im Rahmen der jeweiligen Verfahren zur Genehmigung der Salden des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 3 ARegV erfolgen.

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.

## **2.8. 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.

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

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 01.01.2023 ist zulässig.

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen steht im Einklang mit dem in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG statuierten Gebot der Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe. Dem Netzbetreiber wurden letztlich keine Effizienzvorgaben gemacht; seine Effizienz ist mit 100 % angesetzt.

Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sieht vor, dass die Regulierungsbehörden befugt sind, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Entsprechend ist in § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG

geregelt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, zum 15. Oktober eines jeden Jahres für das Folgejahr vorläufige Entgelte zu veröffentlichen, wenn die Entgelte für den Netzzugang bis zum 15. Oktober nicht ermittelt worden sind. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegungen von Erlösobergrenzen (erst Recht eine ohne Effizienzvorgaben) zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris).

Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, hilfsweise Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall anzustellen. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösobergrenzen die Ausnahme sein sollten (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2023 festzulegen.

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

Eine vorläufige Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2022 waren dem Netzbetreiber mit Ausnahme des finalen Effizienzwertes alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösobergrenzen nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. diese waren aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. Eine vorläufige Festlegung hätte also

keinen wesentlichen inhaltlichen Mehrwert gehabt, sondern lediglich die dem Netzbetreiber bekannten Tatsachen in Form eines vorläufigen Bescheides förmlich festgehalten. Im Gegenzug hätte eine vorläufige Festlegung einen Mehraufwand sowohl auf Seiten der Behörde und der Netzbetreiber in Form von Erstellung und Zustellung der Bescheide sowie kritischer Durchsicht durch die Netzbetreiber bedeutet. Auch Gerichtsverfahren gegen die vorläufigen Festlegungen wären nicht auszuschließen gewesen.

Eine vorläufige Festlegung der Erlösbergrenzen vor Beginn der vierten 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.

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist, dass auf Seiten des Netzbetreibers das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 12.04.2022 sowie das Ergebnis der Überleitungsrechnung durch Mitteilung vom 22.07.2022 bekannt waren.

Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösbergrenzen ab Beginn der vierten 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 Erlösbergrenzenfestlegung nach den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV zu erreichenden Ziele. Rechtmäßig bestimmte Erlösbergrenzen dienen – den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecken entsprechend – einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Die Netzregulierung dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG daneben den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen zuverlässigen Netzbetriebs. Schließlich sind gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung u.a. von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung zu bilden. Diese Ziele erachtet die Beschlusskammer als besonders wichtig, die Verwirklichung

dieser Ziele ist überhaupt Sinn und Zweck der Netz- und der Entgeltregulierung. Sie dienen der Allgemeinheit und sind für diese von überragender Bedeutung. Nur mit rechtmäßigen Erlösobergrenzen für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode können die genannten Ziele optimal erreicht werden.

Relevant für die Abwägungsentscheidung ist auch, dass der Europäische Richtliniengeber der Regulierungsbehörde durch die Vorschrift des Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG grundsätzlich die Möglichkeit vorläufiger Regelungen zugesteht, dies jedoch nicht unbegrenzt gelten soll, sondern dies lediglich dann erlaubt sein soll, wenn es zu Verzögerungen kommt. Regelfall soll die Festlegung für die Zukunft sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Da es sich vorliegend um eine begründete, anlassbezogene Verzögerung handelt, erachtet die Beschlusskammer die Rückwirkung als mit diesem Kriterium vereinbar.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenzen rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem legitimen öffentlichen Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht mehr zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen.

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

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

### **III. Meldepflichten**

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

Gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 und 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 des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen den mit Beschluss der Beschlusskammer 4 vom 09.05.2025 unter dem Aktenzeichen BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt.

Die Beschlusskammer trifft hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die unter Ziffer 4 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode mit dem Ziel, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, 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 BK4-22-085 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 einen niedrigeren als im ursprünglichen Beschluss BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen. Gleichzeitig wird für den Fall, dass der Netzbetreiber diesen Beschluss nicht nur wegen des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 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 des mit Beschluss BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 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 des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung dieses Faktors 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 BK4-22-085 auch von einem niedrigeren generellen sektoralen Produktivitätsfaktor 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 BK4-22-085 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlös-obergrenzenerhöhend 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 Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser wurde im Anhörungsverfahren ausdrücklich auf die Aufnahme der Regelung hingewiesen. Dabei wurde er auch darauf hingewiesen, dass er aufgrund der Ausgestaltung von Tenorziffer 4 lit. a) („eingelegt und nicht zurückgenommen hat“) jederzeit die Möglichkeit hat, durch die Rücknahme der Beschwerde gegen die Festlegung BK4-22-085 eine Bedingung des Tenors nicht zu erfüllen und so den Zustand herzustellen, in dem er sich ohne die tenorierte Regelung befinden würde.

## **VI. Gebühren**

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

## **VII. Anlagenverweis**

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, Anlage A2 nebst Anlage A2.1 und Anlage A2.2, Anlage A3,**

- Anlage I und II-NB nebst Anlage 1-NB, Anlage 2.1-NB, Anlage 2.2-NB, Anlage 3-NB, Anlage 3.1-NB, Anlage 4-NB, Anlage 5-NB
- Anlage III, Anlage IV, Anlage V
- Anlage ÜLR
- Anlage VBR

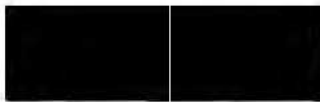
## RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender



Dr. Christian Schütte

Beisitzer



Roland Naas

Beisitzer



Stefan Tappe

**A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**  
**1. Zusammenfassung (4. Regulierungsperiode)**

**1.1 Daten der Regulierungsperiode**

Verfahrensart	
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV	
Basisjahr [t <sub>0</sub> ]	2020
Effizienzwert [EW]	
Supereffizienzwert [SEW]	
Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>t</sub> ]	

**1.2 Jahresdaten**

Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARegV	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>t</sub> ]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF <sub>t</sub> ]
2023	0,20			0,8700%
2024	0,40			1,7476%
2025	0,60			2,6328%
2026	0,80			3,5257%
2027	1,00			4,4264%

**1.3 Berechnung der Erlösobergrenze**

Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Verbleibender Anteil der Ineffizienzen im Jahr t	Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV	Supereffizienzbonus nach § 12a ARegV	Dauer der Regulierungsperiode	
t	$EO_t =$	$+ KA_{nbt,t}$	$+ (KA_{vbt,t})$	$+ (1 - V_t)$	$+ KA_{bt,t}$	$+ B_t$	$/ T$	
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
Jahr	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 Satz 2 ARegV im Jahr t	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 6 Abs. 1 ARegV im Basisjahr	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	Qualitätskoeffizient nach § 19 ARegV	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr	Sonstiges
t	$+   VPI_t$	$/ VPI_{t_0}$	$\frac{\Delta R_{sekt,t}}{PF_t}$	$+ KKA_t$	$+ Q_t$	$+ (VK_t)$	$- (VK_{t_0})$	$+ \text{Sonstiges}$
2025								
2024								
2025								
2026								
2027								

2 Detaillierte Übersicht (4. Regulierungsperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basisjahr 2020, t <sub>0</sub>		1. Jahr 2023, t <sub>1</sub>		2. Jahr 2024, t <sub>2</sub>		3. Jahr 2025, t <sub>3</sub>		4. Jahr 2026, t <sub>4</sub>		5. Jahr 2027, t <sub>5</sub>	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1)												
Konzessionsabgaben (Nr. 2)												
Betriebssteuern (Nr. 3)												
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4)												
genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (Nr. 6)												
Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARegV												
verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 8a)												
betrieb. und tarifvertrag. Vereinbar. zu Lohnzusatz- und Versorgungsleist. (Nr. 9)												
Betriebs- und Personalrätstätigkeit (Nr. 10)												
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)												
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen (Nr. 13)												
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen												
Pauschale im Vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 Satz 3 ARegV												
Summe												
I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten KA <sub>ens</sub> (Saldo)												
2.2 volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Kosten für die Beschaffung von Treibenergie												
Kosten für Lastflusszusagen												
Kosten für marktbasierende Instrumente												
Energiekosten für die Stickstoffgewinnung zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas												
Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgasverkehrs als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV												
Summe												
Saldo												
II. Differenz der volatilen Kostenanteile (VK <sub>t</sub> - VK <sub>0</sub> )												

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2020, $t_0$	1. Jahr 2023, $t_1$	2. Jahr 2024, $t_2$	3. Jahr 2025, $t_3$	4. Jahr 2026, $t_4$	5. Jahr 2027, $t_5$
Gesamtkosten	$KA_{ges}$						
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	$KA_{ndb}$						
Kapitalkostenabzug	$KKAb_t$						
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{vnb,t} = (KA_{ges} - KA_{ndb} - KKAb_t) * EW_t$						
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{be,t} = (KA_{vnb,t} - KA_{ndb} - KKAb_t - KA_{vnb,t})$						
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_t) * KA_{be,t}$						
Effizienzbonus	$B_0$						
verteilter Effizienzbonus	$B_0 / T$						
<b>III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil</b>	<b><math>KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{be,t} + B_0 / T</math></b>						
<b>2.4 Verbraucherpreisgesamindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)</b>		<b>VPI<sub>2020</sub> (= VPI<sub>0</sub>)</b>	<b>VPI<sub>2023</sub></b>	<b>VPI<sub>2024</sub></b>	<b>VPI<sub>2025</sub></b>	<b>VPI<sub>2026</sub></b>	<b>VPI<sub>2027</sub></b>
Verbraucherpreisgesamindex nach § 8 ARegV	VPI						
Steigerung des Verbraucherpreisgesamindex bezogen auf Basisjahr	$VPI_t / VPI_0$						
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	$PF_t$						
Verbraucherpreisgesamindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_t / VPI_0) - PF_t$						
<b>III. Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF</b>	<b>III.a x <math>(VPI_t / VPI_0 - PF_t)</math></b>						
<b>2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA<sub>t</sub>)</b>							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	KKA <sub>t</sub>						
<b>2.6 Qualitätselement (Q<sub>t</sub>)</b>							
V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV	Q <sub>t</sub>						
<b>2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO<sub>t</sub>)</b>							
	$EO_t = I. + III. + IV. + V. + II.$						
<b>2.8 Sondersachverhalte</b>							
Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden							
<b>3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze</b>							
	EO <sub>t</sub>						



### A3 Effizienzvergleich

#### Ergebnisse des Effizienzvergleichs

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

#### Ergebnisse der Supereffizienzanalyse

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

#### Anzuwendender Effizienz- und Supereffizienzwert

Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	████████
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	
Effizienzwert [EW]	████████
Supereffizienzwert [SEW]	████████

#### Vergleichsparameter

Bezeichnung	Einheit	Wert
Rohrleitungsvolumen	m <sup>3</sup>	████████
Ausspeisepunkte	Anzahl	████████
Polygonfläche teilnetzscharf	ha	████████
Verdichterwellenleistung	MW	████████

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

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der vierten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die vierte Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2023. 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 zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2020.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i. V. m. §§ 4 bis 9 GasNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV, zusammen. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht die Erhebungsbögen zugrunde gelegt, die vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurden. Bei der Übermittlung wurden die Bezeichnungen der XLSX-Dateien jeweils mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Dateien zu ermöglichen.

## 1. Aufwandsgleiche Kosten

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

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

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

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

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des

Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch im Laufe der vierten Regulierungsperiode wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2020 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 01.10.2021 (im Folgenden: KoV) vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten, die gemäß § 19a EnWG aufgrund der Umstellung der Gasqualität entstehen, werden ebenfalls bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 01.10.2021 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktraumumstellung“. Die durch die Marktraumumstellung bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber

im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten für die Errichtung von Wasserstoffnetzen sind – soweit es sich nicht um Biogas i.S.d. § 3 Nr. 10c EnWG oder um die bloße Zuspeisung von Wasserstoff in ein Gasversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 19a EnWG handelt – nicht berücksichtigungsfähig. Wasserstoff wird vom Gesetzgeber abseits der genannten Ausnahmen nicht als Gas im regulatorischen Sinne eingestuft, weshalb ein Wasserstoffnetz kein Gasversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 20 GasNEV ist. Die Anreizregulierung findet folglich auf solche Netze keine Anwendung und die entsprechenden Kosten können nicht als betriebsnotwendig für den Betreiber eines Gasversorgungsnetzes betrachtet werden.

Netzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 5 GasNEV Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn sie die Leistung selbst erbringen würden. Die Preise für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Überlassenden nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. Der BGH hat die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netz GmbH“).

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

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Netzbetreiber hat die erforderlichen Nachweise zu führen. Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen kann. Stellt sich die Dienstleistungserbringung durch Dritte als wirtschaftlich günstiger dar, so wird sich ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen das günstigste Angebot zur Erbringung der benötigten Dienstleistungen auswählen.

Die Preise für die Erbringung von Dienstleistungen durch Dritte sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Dienstleistungserbringers nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. § 4 Abs. 5a GasNEV folgt insoweit dem Regelungsmodell des § 4 Abs. 5 GasNEV (BR-Drs. 312/10(B), S. 10). Für letztere Regelung hat der BGH die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 „SWU Netz GmbH“).

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

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

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

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

Gemäß § 6 Abs. 5 GasNEV sind seit dem 01.01.2004 (bei Verteilernetzbetreibern) bzw. seit dem 01.01.2007 (bei Fernleitungsnetzbetreibern) die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

Für immaterielle Vermögensgegenstände erfolgt eine kalkulatorische Bewertung analog zur Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens nach Maßgabe des § 6 GasNEV. Diese Vorgehensweise liegt darin begründet, dass durch die Einführung des Kapitalkostenaufschlags ab der dritten Regulierungsperiode eine konsistente Behandlung der Bewertung von immateriellen Vermögensgegenständen auf Basis von fortgeführten Anschaffungs-/Herstellungskosten in der Bestimmung des Ausgangsniveaus und der Behandlung bei der Abrechnung der Ist-Werte des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV im Regulierungskonto nach § 5 Abs. 1a ARegV erfolgen muss.

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

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

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

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

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

Netzbetreiber in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen können die Anschaffungs- und Herstellungskosten für Anlagegüter, deren Errichtung zeitlich vor ihrer erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark liegt, alternativ anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermitteln (§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV).

Entscheidend bei der Ermittlung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Sachanlagevermögens ist, dass die hierzu herangezogenen (zeitnahen üblichen) Anschaffungs- und Herstellungskosten keine qualitativen Veränderungen aufweisen, da durch die Rückindizierung mithilfe der anwendbaren Preisindizes lediglich die reine Preisänderung herausgerechnet wird. Die Berücksichtigung von Anschaffungs- und Herstellungskosten, die mit einer qualitativen Aufwertung verbunden sind, würden deshalb zu einer Überbewertung der ermittelten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten führen.

Aus diesem Grunde ist bei der Ermittlung der Ausgangswerte des DDR-Altanlagevermögens zunächst von Werten auszugehen, die in zeitlicher Nähe zur erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark üblich waren. Dies ergibt sich eindeutig aus dem Wortlaut des § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV:

*„Im Falle der Gasversorgungsnetze [...] können für jene Anlagegüter, deren **Errichtung** zeitlich vor ihrer **erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark** liegt, die Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Verwendung zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermittelt werden.“*

**[Anmerkung: Hervorhebungen und Kürzung durch den Verfasser]**

§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nennt zwei mögliche Zeitpunkte als Referenz für die Bewertung des DDR-Altanlagevermögens. Es wird die „Errichtung“ und die „erstmalige Bewertung in Deutscher Mark“ erwähnt. Die „Errichtung“ scheidet jedoch ersichtlich als Bewertungszeitpunkt aus, da vielfach nicht einmal Näherungswerte des DDR-Sachanlagevermögens oder Informationen

über die sonstige vorhandene Infrastruktur bekannt waren. Insoweit verbleibt die Zeitnähe zur erstmaligen Bewertung des Sachanlagevermögens in Deutscher Mark als möglicher Referenzpunkt. Eindeutig wird in der Formulierung des § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nicht auf eine Zeitnähe der Bewertung des Sachanlagevermögens zu der erstmaligen Entgeltgenehmigung abgestellt und somit kein Gegenwartsbezug hergestellt. Hätte der Verordnungsgeber eine entsprechende Regelung treffen wollen, so wäre es ein Leichtes gewesen, die Verordnung entsprechend unmissverständlich zu fassen:

*„[...] unter Verwendung **im Antragszeitpunkt** üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten [...]“ **[Anmerkung: Kürzungen und hervorgehobene Ersetzung durch den Verfasser!]***

Eine solche Formulierung hat der Verordnungsgeber aber gerade nicht gewählt, so dass ersichtlich nicht auf einen Gegenwartszeitpunkt abgestellt werden darf. Vielmehr soll die größtmögliche Zeitnähe zur tatsächlichen Erstellung des Anlagengutes gewährleistet werden, um fiktive Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln, die so weit wie möglich den tatsächlichen Anschaffungskosten entsprechen.

## **2.2. Kontinuitätsgebot und Verbot der Abschreibung unter Null, insbesondere Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen**

Gem. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. In § 6 Abs. 5 und 6 GasNEV ist der Grundsatz der Kontinuität normiert. Für die Nutzungsdauern ergibt sich dieser aus § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV. Demnach sind die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachten Nutzungsdauern unverändert zu lassen. Der Netzbetreiber ist an die festgelegten Nutzungsdauern nicht nur gebunden, wenn er sie selbst in Ansatz gebracht hat, sondern auch, wenn die Beschlusskammer über diese im Rahmen einer Entgeltgenehmigung oder einer Festlegung der Erlösobergrenzen bestandskräftig entschieden hat (BGH, Beschluss vom 12. November 2019 – EnVR 109/18).

§ 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Daraus ergibt sich das Kontinuitätsgebot für die kalkulatorischen Restwerte. Die kalkulatorischen Restwerte, die die Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösobergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat, sind für die Netzbetreiber

bindend. Daher darf ein in der Vergangenheit für einen früheren Zeitpunkt angesetzter Restwert nicht später auf Verlangen eines Netzbetreibers nach oben korrigiert werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass kalkulatorische Abschreibungen erneut vorgenommen werden, was im Ergebnis einer Abschreibung unter Null gleichkommen würde.

Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

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

### **2.3. Tagesneuwerte**

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

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

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

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

Verkettungsmethodik entspricht der Verkettungsmethodik in den Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Fachserie 16 und 17.

Es sind folgende Ersatzindexreihen heranzuziehen:

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

Aus den in Abs. 1 und 2 genannten Indexreihen werden gem. § 6a Abs. 3 GasNEV Indexfaktoren bestimmt. Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr  $t$  angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres  $t$  mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres  $t$  ergibt sich aus dem Quotienten

des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

Gilt das Basisjahr 2020, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2020 und dem Indexwert des Jahres t. Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t, ergibt sich der Indexwert des Jahres 2020. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2020) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2020 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Abs. 4 der GasNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

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

Die zur Bestimmung von Tagesneuwerten auf Basis des Jahres 2020 relevanten Preisindizes sind aufgeführt unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) > Beschlusskammern > Beschlusskammer 9 > Hinweise und Leitfäden > Preisindizes.

#### **2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung**

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

Grundstücke dürfen nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV folgt, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1

HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z.B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

#### 2.4.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

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

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

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

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

#### 2.4.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

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

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

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

## 2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2020 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2020 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen. Dieses Datum gilt unabhängig davon, ob das Geschäftsjahr des Netzbetreibers identisch mit dem Kalenderjahr ist.

Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist § 6 i. V. m. § 32 Abs. 3 GasNEV. Grundsätzlich gilt, dass jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV linear abzuschreiben ist und die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist (§ 6 Abs. 2 und 5 GasNEV). Eine spätere Änderung der ermittelten Restwerte und Nutzungsdauern ist nach erfolgter bestandskräftiger Entscheidung nicht mehr möglich. (BGH, EnVR 109/18).

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

## 2.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

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

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

### 3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

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

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

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

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

Gem. § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2020 und der Jahresabschreibung 2020 errechnet.

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

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

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

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

Soweit die Eigenkapitalverzinsung beim Netzbetreiber oder einem seiner Dienstleister negativ ist, wird dies durch die positive Eigenkapitalverzinsung für den Verpächter bzw. den Netzbetreiber im Ergebnis überkompensiert. Die negative Eigenkapitalverzinsung stellt somit lediglich einen „rechnerischen Zwischenschritt“ dar (BGH, EnVR 79/07 „SWU Netze GmbH“, S. 18.). Die hierbei von der Beschlusskammer gewählte Methode zur Berechnung der Verzinsung des negativen Eigenkapitals wurde vom BGH bestätigt (BGH, EnVR 57/15 – SW Lengerich, S. 37 ff.).

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

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

#### 3.1.1. Grundsätze

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

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

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

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

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

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

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

### 3.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen

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

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

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Diese gilt ebenso für bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise dem Kapitalverrechnungsposten. Allein der bilanzielle Ansatz ist für den Nachweis der Betriebsnotwendigkeit nicht maßgebend (vgl. BGH, EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.).

Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines

effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

### **3.1.3.1. Finanzanlagen**

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

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

Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, kann diese nicht als Finanzanlage einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 GasNEV unterworfen werden (vgl. hierzu auch BGH, EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28).

### **3.1.3.2. Umlaufvermögen**

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

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

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

Der Nachweis der Betriebsnotwendigkeit ist dabei nicht schon dadurch erbracht, dass die Aktivierung der Forderung zulässig und die Zuordnung zum Tätigkeitsabschluss sachgerecht ist. Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen – im Falle eines Netzbetreibers also Forderungen aus Netzentgelten – ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Forderung eine netzbezogene Leistungserbringung vorhergeht. Bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals ist hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit nicht nur der Grund für die Kapitalbindung, sondern auch die Dauer der Kapitalbindung relevant. Werden Forderungen ohne sachlichen Grund nicht liquidiert, kann grundsätzlich nicht von einer Betriebsnotwendigkeit ausgegangen werden.

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

### Forderungen aus Netzentgelten

Forderungen aus Netzentgelten sind nur dann anerkennungsfähig, wenn sich diese im Rahmen einer effizienten Betriebsführung als effizient und betriebsnotwendig erweisen.

Ausweislich § 9 Nr. 5 der Anlage 3 zur KoV erfolgt die Abrechnung der RLM-Ausspeisepunkte nach dem Jahresleistungspreissystem monatlich vorläufig und nachschüssig auf Grundlage der Messwerte des jeweiligen Monats. Sofern im betreffenden Abrechnungsmonat eine höhere als die bisher im Abrechnungszeitraum erreichte Maximalleistung auftritt, erfolgt in diesem Abrechnungsmonat oder am Ende des Abrechnungszeitraums eine Nachberechnung der Differenz zwischen der bisher berechneten und neuen Maximalleistung für die vorausgegangenen Monate des aktuellen Abrechnungszeitraums. Gemäß § 9 Nr. 9 der Anlage 3 zur KoV werden Rechnungen und Abschlagsberechnungen zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig, frühestens jedoch zehn Werktage nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Ausweislich des § 9 Nr. 7 der Anlage 3 zur KoV ist der Netzbetreiber berechtigt, für Ausspeisepunkte mit Standardlastprofil monatliche oder zweimonatliche nachschüssige Abschlagszahlungen für die Netzentgelte zu verlangen. Ändern sich die für die Berechnung der Abschlagszahlungen relevanten Parameter, können die Vertragspartner auch unterjährig eine Anpassung der Abschlagszahlungen verlangen. Hier gilt ebenso § 9 Nr. 9 der Anlage 3 zur KoV, wonach Rechnungen und Abschlagsberechnungen zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig werden, frühestens jedoch zehn Werktage nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Die Netzentgelte werden somit den Kunden ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat mit einem Zahlungsziel von mindestens zehn Werktagen in Rechnung gestellt. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement entsprechend der KoV keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie 1/24 der Umsatzerlöse an Ausspeisepunkten mit und ohne Leistungsmessung entsprechen.

Die Vereinbarung gesonderter Netzentgelte nach § 20 GasNEV ist gemäß § 8 Nr. 3 Anlage 3 zur KoV nicht Gegenstand des Standardvertrags nach KoV. Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber keine größeren Forderungsbestände auflaufen lässt als an anderen Ausspeisepunkten. Zudem steht die Höhe des Sondernetzentgelts gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV im Vorfeld fest. Somit sind Forderungen aus gesonderten Netzentgelten anerkennungsfähig in Höhe von 1/24 der Umsatzerlöse aus gesondertem Netzentgelt gemäß § 20 Abs. 1 GasNEV.

Netzentgelte von Netzbetreibern, die Entgelte gemäß §§ 13 bis 16 GasNEV bilden, werden den Kunden in der Regel ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt. Bei effizientem Forderungsmanagement wird der Netzbetreiber hierbei nicht anders vorgehen als ein Netzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell und somit ebenfalls kein längeres Zahlungsziel als zehn Werktage vorsehen. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie 1/24 der Umsatzerlöse aus Einspeiseentgelten für feste Kapazitäten, Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten, Entgelten für Messstellenbetrieb und Messung sowie unterjährigen und unterbrechbaren Verträgen und Jahresverträgen mit abweichenden Laufzeitbeginn entsprechen.

Gleiches gilt für die Forderungen aus Messung und Messstellenbetrieb sowie aus Entgelten mit Preisnachlässen gemäß § 3 KAV i. V. m. § 18 GasNEV und sonstigen Umsatzerlösen aus Netzentgelten.

Aus den Erlösen aus Konzessionsabgaben können keine anerkennungsfähigen Forderungen resultieren. Denn die Netzentgelte verstehen sich zuzüglich Konzessionsabgaben, so dass

eine Berücksichtigung von Forderungsbeständen aufgrund der Konzessionsabgabe in den Netzkosten sachfremd und somit nicht betriebsnotwendig ist.

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

### Forderungen von Verpächtern und Dienstleistern gegenüber dem Netzbetreiber

Forderungen aus Pacht- und Dienstleistungsverhältnissen sind nicht anerkennungsfähig. Denn bei effizientem Forderungsmanagement werden Verpächter und Dienstleister diese Forderungen vorschüssig stellen, so dass keine Forderungen anfallen, deren Verzinsung betriebsnotwendig wäre.

### Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

#### Cash-Pooling

Partizipiert der Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System mit anderen verbundenen Unternehmen, so sind liquide Mittel und liquiditätsnahe Forderungen für ihn nicht betriebsnotwendig. Es wäre nicht sachgerecht, den Netznutzer für Liquiditätsbedarfe des Netzbetreibers durch die Anerkennung von Kassenbeständen oder kurzfristigen Bankeinlagen (die ohne Cash-Pooling vorzuhalten wären) mit den vergleichsweise teuren regulatorischen Eigenkapitalzinsen zu belasten; die Vorteile, die der Netzbetreiber durch das Cash-Pooling hat, sind an den Netznutzer weiterzugeben. Etwaige Zinsaufwendungen, die im Rahmen des Cash-Poolings für Kreditaufnahmen innerhalb des Konzernfinanzmanagements entstehen, werden – sofern der zugrundeliegende Zinssatz für den konzerninternen Überziehungskredit dem Effizienzgebot genügt – vollständig anerkannt. Sofern keine Zinsen gezahlt werden (Zinssatz für einen Negativsaldo = 0 %), kann selbstredend auch kein Aufwand anerkannt werden.

#### Cash-Flow-Rechnung

Ob Umlaufvermögen bei einem Netzbetreiber ohne Cash-Pooling-System zur Bedienung von Verbindlichkeiten notwendig ist, lässt sich aus Sicht der Beschlusskammer im Ergebnis beurteilen, wenn die konkreten Mittelzu- und abflüsse dargelegt werden, d.h. aufgezeigt wird, wann und aus welchen Mitteln diese Verbindlichkeiten getilgt werden sollen. Ohne eine konkrete

Gegenüberstellung der Mittelzuflüsse und des Umfangs sowie insbesondere des Fälligkeitszeitpunkts der zu erfüllenden Verbindlichkeiten können der Liquiditätsbedarf und die Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers nicht korrekt ermittelt und beurteilt werden. Erforderlich ist jedenfalls, dass die Entwicklung von Liquidität und kurzfristig fälligen Verbindlichkeiten über das gesamte Geschäftsjahr hinweg dargestellt werden. Eine auf einzelne Stichtage oder Teile des Geschäftsjahres beschränkte Darstellung ist demgegenüber nicht geeignet. Gerade wenn sich im Verlauf des Jahres Schwankungen ergeben, hängt die Beantwortung der Frage, in welchem Umfang die Vorhaltung von Umlaufvermögen erforderlich ist, auch davon ab, inwieweit entstandene Ungleichgewichte kurzfristig ausgeglichen werden können. Dies kann nur beurteilt werden, wenn die Entwicklung über das gesamte Geschäftsjahr hinweg aufgezeigt wird (BGH, EnVR 63/17, Rn. 50). Hierbei werden die relevanten Einzahlungen den relevanten Auszahlungen gegenübergestellt. Soweit ein Netzbetreiber auf detaillierte Nachweise aus eigenem Antrieb verzichtet und z.B. lediglich Jahreswerte vorlegt, kann ihm dieser Umstand nicht zum Vorteil gereichen. Unterjähriger Liquiditätsbedarf bleibt in diesem Falle ggf. unberücksichtigt.

### Auszahlungen

In die Berechnung einbezogen werden die betriebsnotwendigen Auszahlungen für laufende Geschäfte. Die Auszahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, z.B. zur Tilgung von Krediten, sind ebenfalls zu berücksichtigen, soweit diese betriebsnotwendig sind. Nach der Rechtsprechung des BGH kann ein erhöhtes Abzugskapital unter bestimmten Voraussetzungen ein erhöhtes Umlaufvermögen rechtfertigen (BGH, EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.). Nicht berücksichtigt werden jedoch Auszahlungen aus Cash-Pooling. Soweit ein Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System partizipiert und in diesem Rahmen liquide Mittel abführt, ist dies kein Ausdruck eines Liquiditätsbedarfs, sondern Folge eines Liquiditätsüberschusses. Eine Auszahlung überschüssiger liquider Mittel mit dem Ziel, diese in anderen Unternehmensteilen einzusetzen, ist grundsätzlich nicht betriebsnotwendig.

Ebenfalls nicht einbezogen werden Auszahlungen im Zusammenhang mit Investitionen, da „die über den jährlichen Ersatz hinausgehenden Investitionen nicht durch kurzfristiges Kapital zu bedienen sind“ (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.08.2015, VI-3 Kart 118/14, S. 24.). Investitionen im Wesentlichen aus dem Eigenkapital zu finanzieren, entspricht nicht dem wirtschaftlichen Verhalten eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens. Damit würde, wie der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung vom 03.03.2009 ausführt, „das mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 Satz 4 GasNEV festgelegte Ziel verfehlt, das eingesetzte Eigenkapital auf höchstens 40 % zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde. Die vom Netzbetreiber häufig beabsichtigte

Finanzierung seiner Investitionen ausschließlich oder überwiegend durch Eigenkapital würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter anstiege, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Finanzierungsquellen sind vielmehr üblicherweise aus dem Umsatzprozess verdiente Abschreibungen sowie neue Kreditaufnahmen. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rd.-Nr. 26 f.).

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

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

Der Wechsel von Investitionszyklen, d.h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel anzusparen

Einzahlungen:

Zu berücksichtigen sind zunächst die Einzahlungen aus Umsatzerlösen und Erträgen. Ebenfalls berücksichtigt werden die Einzahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, da diese betriebsnotwendig sind, um Liquiditätsengpässe zu beheben.

Hierzu sind auch die Zahlungseingänge aus einer Cash-Pooling-Vereinbarung zu zählen die aus den Einzahlungen resultierenden Verbindlichkeiten werden bei der Ermittlung des verzinslichen Eigenkapitals berücksichtigt. Damit sind dem Grunde nach ebenso aufwandsgleiche Zinsen berücksichtigungsfähig. Würden Einzahlungen aus dem Cash-Pooling im Rahmen der Cash-Flow-Rechnung unberücksichtigt bleiben, würde dies zu einem fiktiven höheren Liquiditätsbedarf und damit ggf. zu höheren Eigenkapitalzinsen führen. Dies käme einer mehrfachen Berücksichtigung des Liquiditätsbedarfs einerseits als aufwandsgleichen Fremdkapital- und andererseits als kalkulatorische Eigenkapitalzinsen gleich. Auszahlungen von Dividenden sind ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Dividenden sind eine Ausschüttung des Gewinns, der somit dem Netzbetrieb nicht mehr als Eigenkapital zur Verfügung stehen kann. Somit kann hieraus auch kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen begründet werden.

Es ist nicht ausreichend, den Liquiditätsbedarf vereinfachend als Differenz aus Zahlungsmittel-Bestand am Anfang des Geschäftsjahres und aus dem niedrigsten Zahlungsmittel-Bestand im Laufe des Geschäftsjahres zu ermitteln. Der Zahlungsmittelbestand allein gibt keinen Aufschluss darüber, ob die einzelnen Einzahlungen bzw. Auszahlungen im Sinne der vorgenannten Prinzipien berücksichtigt wurden. Letzten Endes müsste wiederum der Gesamtsaldo bzw. die Veränderung des Gesamtsaldos im Zeitablauf auf die Einzelsachverhalte der Cash-Flow-Rechnung heruntergebrochen werden.

Soweit sich nach den aufgeführten Grundsätzen unterjährige Liquiditätsengpässe ergeben, ist es nicht automatisch betriebsnotwendig, hierfür ganzjährig Mittel vorzuhalten, die auch ganzjährig als Eigenkapital verzinst werden. Vielmehr ist es in solchen Fällen günstiger und effizienter, hierfür kurzfristige Kreditlinien in Anspruch zu nehmen (vgl. OLG Düsseldorf - Beschluss vom 28. April 2021 – VI-3 Kart 798/19 – juris, OLG Düsseldorf - Beschluss vom 04. Juli 2018 – VI-3 Kart 82/15 (V) – Rn. 43 - juris, OLG Düsseldorf - Beschluss vom 11. November 2015 - VI-3 Kart 118/14 [V] - Rn. 69 – juris). Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD123<sup>1</sup>) konnten im Basisjahr 2020 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für

---

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

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

Kontoüberziehungen im Rahmen genehmigter Kreditlinien in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze berechnen. Daher rechnet die Beschlusskammer die berechneten potenziell betriebsnotwendigen Kreditkosten auf die potenziell betriebsnotwendige Verzinsungsbasis durch Division mit dem Zinssatz gemäß § 7 Abs. 7 GasNEV (EKII-Zinssatz) in Höhe von 2,03 % hoch und ermittelt hierdurch die anerkennungsfähigen ganzjährigen Umlaufvermögensbestände. Diese Hochrechnung erfolgt zugunsten des Netzbetreibers unabhängig von seiner EK-Quote mit dem EKII-Zinssatz, so dass gewährleistet ist, dass die ermittelten potenziellen Kreditzinsen in voller Höhe im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus berücksichtigt werden.

### Sonstiges Umlaufvermögen

Vorräte, sonstige Forderungen, sonstige Vermögensgegenstände und Wertpapiere können nur anerkannt werden, soweit ihre Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde.

#### **3.1.4. Kapitalausgleichsposten (Aktivseite)**

Kapitalausgleichsposten auf der Aktivseite werden nicht berücksichtigt. Kapitalausgleichsposten entstehen in Mehrspartenunternehmen aufgrund von Ungleichgewichten bei der Zuordnung von Aktiv- und Passivpositionen zur Tätigkeitsbilanz für die Gasfernleitung bzw. Gasverteilung. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich um eine Forderung der Geschäftssparte Gasnetz gegenüber einer oder mehrerer anderer Geschäftssparten des Gesamtunternehmens. Es handelt sich jedoch hierbei um kein Vermögen, das für den Geschäftsbetrieb des Gasnetzes betriebsnotwendig ist. Somit kann ein Kapitalausgleichsposten auch keine Grundlage für die Generierung von verzinslichem Eigenkapital sein.

#### **3.1.5. Rechnungsabgrenzungsposten (Aktivseite)**

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Rechnungsabgrenzungsposten stellen in der Sache eine zinslose Anzahlung auf zukünftigen Aufwand dar, sind also zum Zeitpunkt ihrer Bilanzierung noch nicht betriebsnotwendig. Folgerichtig werden sie in der Aufzählung des § 7 GasNEV auch nicht erwähnt (vgl. BGH, KVR 39/07).

### 3.1.6. Aktive latente Steuern

Latente Steuern stellen Steuereffekte aus Ansatz- und Bewertungsdifferenzen von Vermögensgegenständen und Schulden in der Steuer- und Handelsbilanz dar. Solche Bewertungsunterschiede sind aus kalkulatorischer Sicht nicht relevant, da die kalkulatorischen Wertansätze von Vermögensgegenständen und Schulden immer ausgehend von den handelsbilanziellen Ansätzen ermittelt werden oder sich aus den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV selbst begründen. In jedem Fall spielen bei der Ermittlung der im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigenden Positionen Bilanzansätze der Steuerbilanz keine Rolle. Dementsprechend sieht auch § 7 GasNEV die Berücksichtigung von aktiven und passiven latenten Steuern bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nicht vor.

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

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

### 3.1.8. Abzugskapital

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

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

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

betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (vgl. BGH, EnVR 79/07; OLG Stuttgart, 201 Kart 12/14).

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

### **3.1.9. Verzinsliches Fremdkapital**

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

### **3.1.10. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklagenanteil**

Sonderposten mit Rücklageanteil haben sowohl Eigenkapital- als auch Fremdkapitalcharakter. Die kalkulatorische Abbildung des Fremdkapitalanteils dieser Posten erfolgt gem. § 7 Abs. 1 Nr. 4 GasNEV durch die Berücksichtigung des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals.

### **3.1.11. Rechnungsabgrenzungsposten (Passivseite)**

Ein passiver Rechnungsabgrenzungsposten wird gebildet, wenn eine Einnahme vor dem Abschlussstichtag erfolgt, der Ertrag jedoch erst in den folgenden Geschäftsjahren entsteht. Sie dienen der Finanzierung des Netzbetriebs wie ein zinsloses Darlehen und sind daher dem Abzugskapital zuzuordnen.

### **3.1.12. Kapitalausgleichsposten (Passivseite)**

Kapitalausgleichsposten im Eigenkapital werden ins Abzugskapital umbucht. Kapitalausgleichsposten entstehen in Mehrspartenunternehmen aufgrund von Ungleichgewichten bei der Zuordnung von Aktiv- und Passivpositionen zur Tätigkeitsbilanz für die Gasfernleitung bzw. Gasverteilung. Wirtschaftlich handelt es sich um einen Kredit einer anderen Geschäftssparte

an die Sparte Gasnetz. Wären die passiven Kapitalausgleichsposten haftende Mittel, so wäre die Summe der in den Spartenbilanzen ausgewiesenen haftenden Mittel höher als im Gesamtunternehmen. Dies ist offenkundig unzutreffend. Daher kann ein solcher Posten keine Grundlage für die Generierung von verzinslichem Eigenkapital sein. Diese Vorgehensweise wurde vom BGH bestätigt (BGH, EnVR 23/16, Rn. 14).

### **3.1.13. Latente Steuern (Passivseite)**

Latente Steuern stellen Steuereffekte aus Ansatz- und Bewertungsdifferenzen von Vermögensgegenständen und Schulden in der Steuer- und Handelsbilanz dar. Solche Bewertungsunterschiede sind aus kalkulatorischer Sicht nicht relevant, da die kalkulatorischen Wertansätze von Vermögensgegenständen und Schulden immer ausgehend von den handelsbilanziellen Ansätzen ermittelt werden oder sich aus den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV selbst begründen. In jedem Fall spielen bei der Ermittlung der im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigenden Positionen Bilanzansätze der Steuerbilanz keine Rolle. Dementsprechend sieht auch § 7 GasNEV die Berücksichtigung von aktiven und passiven latenten Steuern bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nicht vor.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5 GasNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Die Anteile der Altanlagen und der Neuanlagen am Eigenkapital ergeben sich aus **Anlage 4**.

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

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 12.10.2021, unter dem Aktenzeichen BK4-21/056, für die Dauer der vierten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 5,07 % und für Altanlagen auf 3,51 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

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

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 5,07\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 3,51\%$$

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

Negatives Eigenkapital ist grundsätzlich mit dem Zinssatz für Neuanlagen in Höhe von 5,07% zu verzinsen (vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017, Az. EnVR 57/15, Rn. 32). Zwar ist der auf die zum Eigenkapital gehörenden Altanlagen anzuwendende Zinssatz grundsätzlich um die durchschnittliche Preisänderungsrate zu reduzieren, weil die Preisänderungsrate schon in der Verzinsungsbasis Niederschlag findet. Allerdings wird der Wert des negativen Eigenkapitals nicht zu Tagesneuwerten gebildet.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 5 GasNEV nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich gemäß § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von zwei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand“ sowie aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“.<sup>2</sup> Bei der Bestimmung des gewichteten Durchschnitts wird der Durchschnitt der Umlaufrenditen nach Satz 1 Nummer 1 einfach gewichtet und der Durchschnitt der Umlaufrenditen nach Satz 1 Nummer 2 zweifach gewichtet. Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt [%]	Gewichteter Zinssatz gem. § 7 Abs. 7 GasNEV [%]
2011	4,3	2,4	3,67
2012	3,7	1,3	2,90
2013	3,4	1,3	2,70
2014	3,0	1,0	2,27
2015	2,4	0,4	1,73
2016	2,1	0,0	1,40

<sup>2</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

2017	1,7	0,2	1,20
2018	2,5	0,3	1,77
2019	2,5	-0,2	1,60
2020	1,7	-0,4	1,00
Ø 10 Jahre	2,73	0,63	2,03

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2011 bis 2020 eine durchschnittliche Rendite von 2,03 % ab.

### 3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) bis zu der zugrunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % sowie auf das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich jeweils aus **Anlage 4**.

## 4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

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

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

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

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$\text{Eigenkapitalverzinsung} * \text{Hebesatz} * \text{Messzahl}$$

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

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

Gem. § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskosten, Investitionszuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskosten und Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV: Individuelle Prüffeststellungen für Ferngas Netzgesellschaft mbH (FNB) (NB)**

Die ermittelten Netzkosten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, betragen

██████████

**1 Aufwandsgleiche Kosten**

**1.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber (Ziffer 1.1.2.1)**

Der Netzbetreiber hat in dieser Position Kosten in Höhe von ██████████ berücksichtigt, die durch Aufwendungen aus der Ausgleichszahlung gemäß AMELIE entstanden sind. Derartige Kosten werden über einen separaten Wälzungsmechanismus abgerechnet und sind damit im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nicht anerkennungsfähig.

**1.2 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.4)**

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von ██████████ geltend gemacht. Der geltend gemachte Betrag von ██████████ (vgl. Anlage I, Punkt 1.),

Besonderheit des Geschäftsjahres:

Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der Vorjahre ██████████ sowie den Planwert des Folgejahres ██████████ ist erkennbar, dass im Jahr ██████████

██████	██████	██████	Planwert	Mittelwert	Mittelwert
██████	██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████	██████

## Anlage II-NB

Zur Kostenentwicklung führt der Netzbetreiber in seinem Schreiben vom 12.11.2021 aus, dass die Aufwendungen des Jahres [REDACTED] für die Bildung eines Mittel-/Vergleichswertes ungeeignet seien, weil er seine Tätigkeit erst ab [REDACTED] aufgenommen hatte. Insoweit kann die Beschlusskammer die Auffassung des Netzbetreibers nachvollziehen, dass die Kosten des Jahres [REDACTED] nicht in der Betrachtung und zur Bildung eines repräsentativen Werts für die vierte Regulierungsperiode herangezogen werden sollten.

Weitere konkrete Begründungen für den Kostenaufwuchs im Basisjahr werden vom Netzbetreiber nicht vorgetragen. Vielmehr zeigt die Prognose des Netzbetreibers für das Jahr [REDACTED] wieder eine deutliche Kostensenkung. Der Aufwand, der auf von nicht verbundenen Unternehmen erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen entfällt, beträgt voraussichtlich [REDACTED]. Damit hat er sich gegenüber dem Basisjahr (laut Angaben im Stamblatt: [REDACTED]) fast halbiert. Die Ausführung des Netzbetreibers im Schreiben vom [REDACTED], wonach die Prognose für das Jahr [REDACTED] [REDACTED] zeige, kann damit von der Beschlusskammer nicht nachvollzogen werden.

Die Ausführungen des Netzbetreibers zur deutlichen Kostensteigerung im Basisjahr können nicht überzeugen.

Die Betrachtung der jährlich deutlich schwankenden Kostenentwicklung in den Jahren [REDACTED] und insbesondere der deutliche Kostenanstieg [REDACTED] sprechen dafür, dass ein repräsentativer Wert für die vierte Regulierungsperiode sachgerechter ist als der für das [REDACTED] geltend gemachte Betrag.

Dies gilt umso mehr, wenn einzelne Wartungs- und Instandhaltungsleistungen des Jahres [REDACTED] zusätzlich in die Betrachtung einbezogen werden. [REDACTED]

[REDACTED] dass diese Kosten auch jährlich im Laufe der vierten Regulierungsperiode wiederkehren, da es sich bereits dem Grunde nach um eine einmalige Aufwendung handelt. [REDACTED]

[REDACTED] ebenfalls dem Grunde nach um eine einmalige Aufwendung.

Im Ergebnis stellen die geltend gemachten Aufwendungen der Kostenposition 1.1.2.4 der Höhe und/oder dem Grunde nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.). Als Anhaltspunkt für die Ermittlung einer Besonderheit des Geschäftsjahres können die durchschnittlichen Kosten der Vorjahre herangezogen werden (BGH, EnVR 57/15, Rn.

70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138). Aufgrund der Aufnahme der Tätigkeit ab [REDACTED] können für eine repräsentative Durchschnittsbildung nur die Kosten der Jahre [REDACTED] berücksichtigt werden. Nach Würdigung der Stellungnahme vom [REDACTED] und der Videokonferenz vom [REDACTED] werden die Kosten dieser beiden Jahre als repräsentativ beurteilt. Ferner ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, wenn die Kosten des Basisjahres, soweit sie betriebsnotwendig sind, im Laufe der vierten Regulierungsperiode wieder vereinnahmt werden können. Demnach kann im Laufe der vierten Regulierungsperiode zusätzlich zum repräsentativen Wert von [REDACTED] ein Fünftel der Differenz zu [REDACTED] also [REDACTED] berücksichtigt werden. Dies ergibt einen anerkennungsfähigen Betrag von [REDACTED]

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr [REDACTED] geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von [REDACTED] anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED]

### 1.3 Aufwendungen für Zinsen - Sonstiges (Ziffer 1.3.4)

Der Netzbetreiber hat innerhalb dieser Kostenposition einen Betrag in Höhe von [REDACTED] für Steuerzinsaufwand geltend gemacht. Bei Betrachtung der Kostenentwicklung des Zinsaufwandes für Steuern von [REDACTED] ist erkennbar, dass sich die Kosten im Basisjahr 2020 einmalig in dieser Höhe entstehen.

2018	2019	2020
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Im Schreiben vom [REDACTED] erklärt der Netzbetreiber, dass sich hierbei um Zinsaufwand betreffend die Steuerarten Umsatzsteuer, Körperschaftssteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer handle. Laut den Ausführungen des Netzbetreibers in Anlage 8 sind es [REDACTED]

Da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Umsatzsteuern erfolgt und die Körperschaftssteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer über die kalkulatorische Gewerbesteuer abgegolten werden, sind sowohl die eigentliche Steuerlast als auch in diesem Zusammenhang entstehende Zinsaufwendungen in [REDACTED] nicht anerkennungsfähig.

Da es sich hierbei um [REDACTED]

[REDACTED] Insofern wären bei einem effizienten vergleichbaren Netzbetreiber derartige Kosten nicht entstanden. Damit sind diese Kosten auch mangels Effizienz nicht anerkennungsfähig.

Selbst bei grundsätzlicher Anerkennungsfähigkeit würde es sich bei dieser Kostenposition, um eine Besonderheit des Geschäftsjahres dem Grunde und der Höhe nach handeln. Mangels Anerkennungsfähigkeit wird aber an dieser Stelle auf weitere Ausführungen hierzu verzichtet.

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED]

#### 1.4 Sonstige betriebliche Aufwendungen - Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge (Ziffer 1.5.6)

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Der geltend gemachte Betrag von [REDACTED]

##### Besonderheit des Geschäftsjahres:

Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der Vorjahre [REDACTED] ist erkennbar, dass im [REDACTED] deutlich höhere Kosten entstanden sind.

2018	2019	2020	Mittelwert 2018 + 2019
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Zur Kostenentwicklung anderer Kostenpositionen führt der Netzbetreiber in seinem Schreiben vom [REDACTED] aus, dass die Aufwendungen des Jahres [REDACTED] für die Bildung eines Mittel-/Vergleichswertes ungeeignet seien, weil er seine Tätigkeit erst ab [REDACTED] aufgenommen hatte. Insofern kann die Beschlusskammer die Auffassung des Netzbetreibers auch für diese Kostenposition nachvollziehen, dass die Kosten des Jahres [REDACTED] nicht in der Betrachtung und zur Bildung eines repräsentativen Werts für die vierte Regulierungsperiode herangezogen werden sollten.

Den Kostenauswuchs in dieser Position erklärt der Netzbetreiber im Schreiben vom [REDACTED] mit dem [REDACTED] in Höhe von [REDACTED]. Er diene der

## Anlage II-NB

Abgeltung der Aufgaben des FNB Gas wie z.B. der Erstellung von jährlichen Szenarien, Netzentwicklungsplänen und der Koordinierung von Berichtspflichten. In [REDACTED] wurde der Jahresbeitrag erstmalig vollständig geleistet und fälle zukünftig jährlich gemäß Satzungsordnung an.

Die Ausführungen des Netzbetreibers zum deutlichen Kostenauswuchs im Basisjahr können nicht hinreichend überzeugen.

Grundsätzlich bemisst sich der [REDACTED] in Teilen auch an dem Umfang seiner jährlich anfallenden Aufgaben. Er hängt also auch von den Entwicklungen und dem Umfang des Netzentwicklungsplans und der dazu beauftragten Studien ab. Es ist ebenfalls aus anderen Verfahren bekannt, dass der [REDACTED] in den Jahren [REDACTED] [REDACTED] deutlichen Schwankungen unterlag.

Dies spricht dafür, dass ein repräsentativer Wert für die vierte Regulierungsperiode sachgerechter ist als der für das [REDACTED] geltend gemachte Betrag.

Dies gilt umso mehr, wenn die Höhe des Mitgliedsbeitrags vom jährlich wechselnden Umfang der in Anspruch genommenen Leistungen abhängig ist. Selbst wenn in der vierten Regulierungsperiode inhaltsähnliche Leistungen beansprucht werden sollten, so ist wegen des wechselnden Umfangs davon auszugehen, dass sie nicht in der Höhe, wie sie für das [REDACTED] [REDACTED] geltend gemacht wurden, anfallen werden.

Im Ergebnis stellen die geltend gemachten Aufwendungen der Kostenposition 1.5.6 der Höhe und/oder dem Grunde nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.). Als Anhaltspunkt für die Ermittlung einer Besonderheit des Geschäftsjahres können die durchschnittlichen Kosten der Vorjahre herangezogen werden (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138). Nach Würdigung der Stellungnahme vom [REDACTED] [REDACTED] wird für den Mitgliedsbeitrag an den [REDACTED] ein repräsentativer Betrag von [REDACTED] berücksichtigt. Bei diesem Wert handelt es sich um den Mittelwert dieses Mitgliedsbeitrags in den Jahren [REDACTED]. Ferner ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, wenn die Kosten des Basisjahres im Laufe der vierten Regulierungsperiode wieder vereinnahmt werden können. Demnach kann im Laufe der vierten Regulierungsperiode zusätzlich zum repräsentativen Wert von [REDACTED] ein Fünftel der Differenz zum Mitgliedsbeitrag des Jahres 2020 in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt werden. Die übrigen Kosten der Positionen 1.5.6 werden vollumfänglich [REDACTED] berücksichtigt. Dies ergibt einen anerkennungsfähigen Betrag von [REDACTED].

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr [REDACTED] geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von [REDACTED] anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

### **1.5 Sonstige betriebliche Aufwendungen - Pauschalwertberichtigungen (Ziffer 1.5.15)**

Der Netzbetreiber macht Kosten für Pauschalwertberichtigungen in Höhe von [REDACTED] geltend. Diese sind nicht anerkennungsfähig, weil sie lediglich dem bilanziellen Vorsichtsprinzip geschuldet sind und den Pauschalwertberichtigungen keine tatsächlichen Kosten gegenüberstehen. Insofern sind sie in der kalkulatorischen Bewertung des Aufwands nicht berücksichtigungsfähig.

### **1.6 Sonstige betriebliche Aufwendungen – Sonstiges (Ziffer 1.5.18)**

Der Netzbetreiber hat sonstige betriebliche Aufwendungen in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht.

Die Überprüfung der darin enthaltenen Dienstleistungskosten mit verbundenen Unternehmen im Hinblick auf Gewinnzuschläge und damit ob diese zu höheren Kosten führen als bei Selbsterbringung durch den Netzbetreiber zeigte eine Abweichung von [REDACTED] gegenüber den nach GasNEV ermittelten Kosten. Dieser Betrag ist nach Würdigung der Stellungnahme vom [REDACTED] [REDACTED] und der anschließenden Korrespondenz nicht berücksichtigungsfähig.

Im Rahmen der Überprüfung hat die Beschlusskammer bei den für die [REDACTED] geltend gemachten Kosten die Opex laut Tätigkeitsabschluss [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt und ging dabei davon aus, dass die [REDACTED] in dieser Tätigkeit im [REDACTED] zu [REDACTED] Dienstleistungen für die [REDACTED] erbracht hat, also keine weiteren Leistungsbeziehungen existierten. Die Capex wurden von der Beschlusskammer auf Grundlage des mit E-Mail vom [REDACTED] [REDACTED] eingereichten SAV-Bogens im regulären DL-Tool ermittelt. Hierbei wurde hilfsweise eine [REDACTED] zugrunde gelegt. Die Capex betragen demnach [REDACTED]. Im Ergebnis wurden damit für die Dienstleistungen der FSM, die sowohl in die Kostenposition 1.1.2.4 „Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen“ als auch in die Kostenposition 1.5.18 „sonstige betriebliche Aufwendungen“ eingegangen sind, [REDACTED] [REDACTED] anerkannt, was einer geringfügigen Kürzung von [REDACTED] gegenüber dem geltend gemachten Betrag entspricht. Die Kürzung wird aus Vereinfachungszwecken nur in der Position 1.5.18 „sonstige betriebliche Aufwendungen“ wiedergegeben.

## 2 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

### 2.1 Sonstige Erlöse (Ziffer 5.5) – Kürzungen der GuV

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des [REDACTED] im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] in den sonstigen Erlösen vorgenommen. Diese war nicht anerkennungsfähig.

Der Netzbetreiber begründet die Kürzung in seinem Bericht auf S. 37 damit, dass [REDACTED] [REDACTED]. Im EHB heißt hierzu, es sei ein außerordentlicher Erlös für durch Dritte verursachte Aufwendungen, bei denen pauschale Eigenleistungen des Netzbetreibers in Rechnung gestellt werden konnten. Ferner heißt es dort auch, dass es Erlöse für die [REDACTED] [REDACTED] seien.

Gleichwohl handelt es sich hierbei um eine Erlösposition, die in der testierten Gewinn- und Verlustrechnung des [REDACTED] ausgewiesen ist. Entgegen der Auffassung des Netzbetreibers klassifiziert die Beschlusskammer derartige Kürzungen von testierten Erlösen als nicht zulässig, da sie netzzugehörig sind. Dies gilt auch, wenn sie keine stabile Einnahmeseite darstellen.

Zudem werden auch Kosten für Weiterberechnungen in der Position Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.4) geltend gemacht, so dass es nur sachgerecht ist, die damit im Zusammenhang stehenden Erlöse ebenfalls vollumfänglich zu berücksichtigen. Dies gilt auch, wenn die Erlöse höher als die Kosten ausfallen sollten.

Würden Erlöse, die über den Kosten gemäß GasNEV liegen, unberücksichtigt bleiben, hätten sie die Eigenschaft von Gewinnaufschlägen, die nur dem Netzbetreiber zu Gute kämen, aber nicht dem Netzkunden.

Entsprechend seines Berichts auf S. 36 hat der Netzbetreiber Erlöse aus der Weiterberechnung im Umfang von [REDACTED] berücksichtigt. Es ist auch daher nur konsequent, wenn der Erlös, der auf die für Weiterberechnungen entstandenen Kosten für Verwaltung entfällt, ebenfalls berücksichtigt wird.

Im Ergebnis waren die sonstigen Erlöse um [REDACTED] zu erhöhen.

Nach Würdigung der Stellungnahme vom [REDACTED] und der anschließenden Korrespondenz erscheint es der Beschlusskammer aufgrund des inhaltlichen Zusammenhangs mit den verstetigten Kosten für Weiterbelastungen sachgerecht, die zugehörigen Erlöse aus Weiterbelastungen ebenfalls zu verstetigen. Das heißt, dass die

Erlöse für Weiterbelastungen [REDACTED] nunmehr nur zu einem Fünftel [REDACTED] berücksichtigt werden.

### 3 Aktiveite der Bilanz

#### 3.1 Kalkulatorisches Sachanlagevermögen

##### 3.1.1 Nichtanerkennung von Hinzurechnungen innerhalb des kalkulatorischen Sachanlagevermögens

Der Netzbetreiber hat im Rahmen des Sachanlagevermögens bei der Anlagengruppe Regelanlagen für das Anschaffungsjahr 2013 eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] vorgenommen. [REDACTED]

[REDACTED]. Mit Verweis auf die Begründung für die Nichtberücksichtigung von Buchverlusten in Rahmen der vorangegangenen Kostenprüfung hat der Netzbetreiber [REDACTED]

[REDACTED]. Die vorgenommene Hinzurechnung ist nicht anerkennungsfähig.

[REDACTED]

Zusätzlich führt die vom Netzbetreiber vorgenommene Hinzurechnung zu einem nicht sachgerechten Ergebnis, [REDACTED]

#### 3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist Forderungen und Sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] aus. Im Folgenden werden inhaltlich zusammengehörende Sachverhalte aufgeführt und bei Bedarf zur Vereinfachung einzelnen Bilanzpositionen zugeordnet.

Forderungen aus Netzentgelten:

[REDACTED] Vielmehr handelt es sich nach Angaben des Netzbetreibers in seinem [REDACTED]

Kapitalertragssteuerforderungen:

Der Netzbetreiber weist in den sonstigen, also über die Forderungen aus Netzentgelten hinausgehenden Forderungen einen Betrag in Höhe von [REDACTED] aus. Hierbei handelt es sich um [REDACTED]

[REDACTED] Dementsprechend sind auch Forderungen, welche im Zusammenhang hiermit stehen, schon im Grundsatz nicht berücksichtigungsfähig. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Diese sind daher nicht anerkennungsfähig.

Umsatzsteuerforderungen:

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] aus. Hierbei handelt es sich um Umsatzsteuerforderungen. Diese sind nicht anerkennungsfähig, da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Umsatzsteuern erfolgt. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen.

### 3.3 Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] aus.

Der Netzbetreiber führt im Bericht S. 39f. zwar aus, dass Umlaufvermögen für laufende Zahlungen und als Liquiditätsreserve vorgehalten werden müsse. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] erscheint es der Beschlusskammer sachgerecht, aus folgenden Gründen weiteres vorhandenes Umlaufvermögen anzuerkennen.

Ausgehend davon, dass aufgrund der Sondersituation des begonnenen Geschäftsbetriebes [REDACTED]

[REDACTED] Die Position 2.2.4 „Sons-  
tige Vermögensgegenstände“ konnten dabei allerdings nicht als vorhandenes Umlaufvermö-  
gen berücksichtigt werden, da es sich um [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] anerkannt.

### 3.4 Rechnungsabgrenzungsposten (Aktivseite)

Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten in Höhe von [REDACTED]  
[REDACTED]

## 4 Passivseite der Bilanz

### 4.1 Rückstellungen für Biogas und Marktraumumstellung

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Bilanz des [REDACTED] im Rahmen der  
Überleitung in der Position [REDACTED]  
einen Bestand von [REDACTED]

[REDACTED] Es handelt sich um Rückstellungen [REDACTED]  
[REDACTED] § 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Er-  
mittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende  
Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist.

Die vom Netzbetreiber vorgenommene Kürzung ist nicht anerkennungsfähig, [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]



Dem steht auch nicht entgegen, dass aufwandsgleiche Kosten von Umstellungssachverhalten unberücksichtigt bleiben, da diese innerhalb des gesonderten Umlagesystems abgebildet werden.

Ermittlung der Netzkosten

Anlage 1-NB1

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
<b>1</b>			
<b>1.1</b>			
1.1.1			
1.1.1.1			
1.1.1.2			
1.1.1.3			
1.1.1.4			
1.1.1.5			
1.1.1.6			
1.1.2			
1.1.2.1			
1.1.2.2			
1.1.2.3			
1.1.2.4			
1.1.2.5			
1.1.2.6			
1.1.2.7			
1.2			
1.2.1			
1.2.2			
1.2.2.1			
1.2.2.2			
1.3			
1.3.1			
1.3.2			
1.3.3			
1.3.4			
1.4			
1.4.1			
1.4.2			
1.4.3			
1.5			
1.5.1			
1.5.2			
1.5.3			
1.5.4			
1.5.5			
1.5.6			
1.5.7			
1.5.8			
1.5.9			
1.5.10			
1.5.11			
1.5.12			
1.5.13			
1.5.14			
1.5.15			
1.5.16			
1.5.17			
1.5.18			
<b>2</b>			
2.1			
2.2			
2.3			
<b>3</b>			
<b>4</b>			
<b>1.a</b>			
<b>5</b>			
5.1			
5.2			
5.2.1			
5.2.2			
5.2.3			
5.2.4			
5.2.5			
5.2.6			
5.2.7			
5.3			
5.4			
5.5			
<b>6</b>			
<b>7</b>			
<b>8</b>			
8.1			
8.2			
<b>9</b>			
<b>10</b>			
<b>11</b>			
11.1			
11.1.1			
11.1.2			
11.2			
11.2.1			
11.2.2			
11.2.3			
11.2.4			
11.2.5			
11.2.6			
11.3			

I.b			
II.	Netzkosten		

Kalkulatorische Abschreibungen

Anlage 2.1-NB1

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

# Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens

Anlage 2.2-NB1

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

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

Anlage 3-NB1

Position	Wertansatz	Wertansatz			berücksichtigte Ansätze zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKQ1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
		Anfangsbestand	Endbestand	Mittelwert		
EKQ Eigenkapitalquote					40%	97%
1						
1.1						
1.1.1						x (1 - EKQ1)
1.1.2						
1.1.3						
1.1.4						
1.2						
1.2.1						x EKQ1
1.2.2						
1.2.3						
1.2.4						
1.3						
1.3.1						
1.3.2						
1.3.3						
1.3.4						
2						
2.1						
2.2						
2.3						
2.4						
2.5						
2.6						
3						
3.1						
3.2						
3.2.1						
3.2.2						
3.2.3						
3.2.4						
3.3						
3.3.1						
3.3.2						
3.3.3						
3.4						
I.						
4						
5						
6						
7						
7.a						
8						
9						
II.						
III.						
IV.						

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital  
Position

Anlage 3.1-NB1

Wertansätze gem. Netzbetreiber Wertansätze gem. GasNEV Differenz  
Anfangsbestand Endbestand Anfangsbestand Endbestand Anfangsbestand Endbestand

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

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

Anlage 4-NB1

IV.				
V.				
IV.a				
IV.b				
IV.c				
VI.a				
VI.b				
VI.c				
VI.				

**Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV**

VII.a				
VII.b				
VII.				

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Anlage 5-NB1

Neuanlagen		
Altanlagen		
Gesamt		

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum					Restwerte zu AKHK zum	
Netzl	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kurz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu AKHK zum								Neuanlagen	Restwerte zu TNW zum			
										Allanlagen				
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	Abschreibungen zu AKHK zum							Gesamt	Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
			31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027			01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen



Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netzid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
[Redacted content]												

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und  
kalkulatorischen Abschreibungen



Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			
NetzId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027

[Redacted content]			
--------------------	--	--	--

Anlagengruppe	Historische AK/HK bezogen auf d. Annuitätische Kosten	
I.		
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.1		
9.2		
10.1		
10.2		
II.		
III.		
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
IV.		
1.1		
1.1		
1.2		
1.2		
1.3		
1.3		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
V.		
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
VI.		
	<u>Annuitätische Kosten des SAV</u>	

Weitere Vermögenspositionen	Durchschnittlicher Bestand	Zusätzliche Verzinsung
a)		
b)		
c)		
d)		
e)		
f)		
	<u>Zusätzliche Zinsen</u>	









Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau

Anlage IV

Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV	Kosten	Erlöse	Saldo
Summe			

Aufwandsparameter

Anlage V

		Hetzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenganteile	Aufwandsparameter (Genehmigte Budgetpläne)	Aufwandsparameter (Standardisierte Kapitalkosten)
1					
1.1					
1.1.1					
1.1.1.1					
1.1.1.2					
1.1.1.3					
1.1.1.4					
1.1.1.5					
1.1.1.6					
1.1.2					
1.1.2.1					
1.1.2.2					
1.1.2.3					
1.1.2.4					
1.1.2.5					
1.1.2.6					
1.1.2.7					
1.2					
1.2.1					
1.2.2					
1.2.2.1					
1.2.2.2					
1.3					
1.3.1					
1.3.2					
1.3.3					
1.3.4					
1.4					
1.4.1					
1.4.2					
1.4.3					
1.5					
1.5.1					
1.5.2					
1.5.3					
1.5.4					
1.5.5					
1.5.6					
1.5.7					
1.5.8					
1.5.9					
1.5.10					
1.5.11					
1.5.12					
1.5.13					
1.5.14					
1.5.15					
1.5.16					
1.5.17					
1.5.18					
2					
2.1					
2.2					
2.3					
3					
4					
1.a					
5					
5.1					
5.2					
5.2.1					
5.2.2					
5.2.3					
5.2.4					
5.2.5					
5.2.6					
5.2.7					
5.3					
5.4					
5.5					
6					
7					
8					
8.1					
8.2					
9					
10					
11					
11.1					
11.1.1					
11.1.2					
11.2					
11.2.1					
11.2.2					
11.2.3					
11.2.4					
11.2.5					
11.2.6					
11.3					
1.b					
11.					

OPEX  
CAPEX  
kostenmindernde Erl. und Extr.  
Kalk. Gewerbesteuer  
Aufwandsparameter

A2.1-NB1

Bestimmung des Kapitalkostenabzug (KKAb) gem. § 6 Abs. 3 ARegV

Mittelwerte/Jahreswerte t

0 1 2 3 4 5  
2020 2021 2022 2023 2024 2025

1.

Ab<sub>t</sub>

2.

EKZ<sub>t</sub>

3.

GewSt

4.

FKZ<sub>t</sub>

5.

KK<sub>t</sub>

KKAb<sub>t</sub>

A2.2-NB1 Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 6 Abs. 3 ARegV (KKAb)	Wertansätze in der Kostenprüfung		fortgeschriebene Wertansätze						Mittelwerte/Jahreswerte t																																																																			
	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	0 2020	1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027																																																														
Betriebsnotwendiges Anlagevermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)																																																																												
EK-Quote nach § 6 GasNEV des Ausgangsniveaus im Basisjahr																																																																												
1.1																																																																												
1.1.1																																																																												
1.1.2																																																																												
1.1.3																																																																												
1.1.4																																																																												
1.1.5																																																																												
1.2																																																																												
1.2.1																																																																												
1.2.2																																																																												
1.2.3																																																																												
1.2.4																																																																												
1.2.5																																																																												
1.3																																																																												
1.3.1																																																																												
1.3.1.1																																																																												
1.3.1.2																																																																												
1.3.2																																																																												
1.3.3																																																																												
1.3.3.1																																																																												
1.3.3.2																																																																												
1.3.4																																																																												
1.3.5																																																																												
2																																																																												
2.a																																																																												
Übrig																																																																												
3																																																																												
3																																																																												
I																																																																												
I.a																																																																												
Betriebsnotwendiges Anlagevermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)																																																																												
4																																																																												
4.a																																																																												
4.b																																																																												
II.a																																																																												
II																																																																												
III																																																																												
IV																																																																												
IV.a																																																																												

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

Gemäß § 14 Abs. 1 ARegV werden die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandparameter anzusetzenden Kosten ermittelt, indem von den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1, 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abgezogen werden. Für die Zuordnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV ist ausschließlich auf die Umstände des Basisjahres abzustellen (siehe OLG Düsseldorf 3, Kartellsenat, Beschluss vom 19.08.2020, VI-3 Kart 776/19).

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

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

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

betrieblich genutzte Fahrzeuge oder Energiesteuern der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar (siehe BGH, Beschluss v. 09.07.2013, EnVR 37/11).

- **Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4):** Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile (vorgelagerte Netzkosten). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Netzbetreiber in der Kostenposition „Aufwendungen für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“ keine Kosten für Lastflusszusagen oder Speichernutzung geltend gemacht hat.
- **Genehmigte Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6):** Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2016 abgeschlossen worden sind (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9):** Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Von dieser Regelung sind lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden. Zudem hat der BGH festgestellt, dass „als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV [...] nur solche Personalzusatzkosten anzusehen [sind], die bei dem Netzbetreiber selbst entstehen. Hierfür ist erforderlich, dass die Kostenbelastung für den Netzbetreiber selbst auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruht und dass sich die Kosten für den Netzbetreiber selbst als Kosten aus Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen darstellen. Der danach erforderliche Zusammenhang zwischen einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung und einer Kostenbelastung des Netzbetreibers ist nicht schon dann gegeben, wenn ein anderer Rechtsträger, der Leistungen an den Netzbetreiber erbringt, Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen, die

er aufgrund einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung an seine Arbeitnehmer zu zahlen hat, bei der Kalkulation der mit dem Netzbetreiber vereinbarten Vergütung berücksichtigt.“ Vielmehr ist erforderlich, dass sich der Netzbetreiber verpflichtet, „alle für diese Arbeitnehmer anfallenden Kosten zu übernehmen“. Die Kosten entstehen in dieser Konstellation nicht für die Inanspruchnahme einer fremden Dienstleistung, sondern für die Inanspruchnahme der Arbeitsleistung von Bediensteten. „Die Differenzierung zwischen Personalkosten und Kosten für Dienstleistungen [...] trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen längerfristige Bindungen ergeben können, denen sich ein Netzbetreiber, der davon betroffene Arbeitnehmer einsetzt, nicht ohne weiteres entziehen kann, während Kosten, die dem Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen entstehen, auch dann nicht zu einer in vergleichbarer Weise unumgänglichen Belastung führen, wenn die Leistungen von einem verbundenen Unternehmen erbracht werden“ (Vgl. BGH, Beschluss v. 18.10.2016, EnVR 27/15 – Infracore GmbH; BGH, Beschluss v. 17.10.2017, EnVR 23/16 – SW Kiel Netz GmbH sowie BGH, Beschluss vom 12.11.2019 EnVR, 109/18 - Dortmunder Netz GmbH). Nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind ferner solche Kosten anzusehen, die nicht durch Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, sondern durch elementare Lohnbestandteile begründet werden.

- **Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10):** Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Betriebs- oder Personalratstätigkeiten anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

Kapitalkosten, können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden. Die Kapitalkosten werden bereits im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs durch die gesetzlich vorgesehenen Instrumente des Kapitalkostenabzugs und des Kapitalkostenaufschlags umfassend abgebildet, sodass die Kapitalkosten nicht erneut und im Ergebnis mehrfach gem. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 in Ansatz gebracht werden können.

- **Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11):** Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV

dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Berufs- und Weiterbildung bzw. für die Betriebskindertagesstätte für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

Kapitalkosten sind ebenfalls - aus den bereits oben beschriebenen Gründen - nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzusehen.

- **Forschungs- und Entwicklungskosten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a):** Kosten aus Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13):** Erlöse des Netzbetreibers aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese sind gemäß § 9 Abs. 1 S. 3 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

## 2. Überprüfung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Überleitungsrechnung

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

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

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

- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition für [REDACTED] [REDACTED] qualifiziert. Diese Qualifizierung als [REDACTED] wurde in Höhe von [REDACTED] von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]



### **3. Aufwandsparemeter**

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

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

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

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

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

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

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

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

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da dies dem Zweck einer Standardisierung entspricht. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung.

Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten

Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

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

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 5,07 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren. Der Eigenkapitalzins ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 4 vom 12.10.2021, (Aktenzeichen BK4-21/056). Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 2011 bis 2020 abgestellt, da 2020 das Kalkulationsbasisjahr ist.

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld verschreibungen  [%]	10-jahresmittel Umlaufrendite  [%]
2011	2,6%	
2012	1,4%	
2013	1,4%	
2014	1,0%	
2015	0,5%	
2016	0,1%	
2017	0,3%	
2018	0,4%	
2019	-0,1%	
2020	-0,2%	<b>0,74</b>

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

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2011 bis 2020 eine durchschnittliche Rendite von 0,74 % ab.

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

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate  [%]	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel)  [%]
2011	90,00	2,20%	
2012	91,70	1,90%	
2013	93,10	1,50%	
2014	94,00	1,00%	
2015	94,50	0,50%	
2016	95,00	0,50%	
2017	96,40	1,50%	
2018	98,10	1,80%	
2019	99,50	1,40%	
2020	100,00	0,50%	<b>1,28</b>

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

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2011 bis 2020 ein durchschnittlicher Wert von 1,28 % ab. Bei der Bestimmung der

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

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

durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2011 bis 2020 abgestellt, da das Basisjahr 2020 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

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

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins<sub>real</sub>) in Höhe von 3,79 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins<sub>real</sub>) ein Wert von - 0,54 %.

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

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 1,33 %.

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