## Große Beschlusskammer Energie

**Geschäftszeichen: GBK-25-02-2#1**

# Beschluss

ENTWURF

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG

wegen des **Verfahrens zur Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber**

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

durch

| | |
|---|---|
| den Vorsitzenden | Klaus Müller, |
| die Beisitzerin | Barbie Kornelia Haller, |
| die Beisitzerin | Dr. Daniela Brönstrup, |
| den Beisitzer | Achim Zerres, |
| den Beisitzer | Karsten Bourwieg |
| und den Beisitzer | Dr. Christian Schütte |

am dd.mm.yyyy beschlossen:

## 1. Adressaten

Die Festlegung findet Anwendung auf alle Betreiber von Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen im Regelverfahren des Effizienzvergleichs. Von der Anwendung ausgenommen sind Betreiber von Übertragungsnetzen sowie solche Netzbetreiber, die an dem vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 der Festlegung RAMEN[1] teilnehmen.

## 2. Durchführung des Effizienzvergleichs

**2.1** [1]Die Bundesnetzagentur führt vor Beginn der Regulierungsperiode mit den in Tenorziffer 9 aufgeführten Methoden, unter Berücksichtigung der Vorgaben dieser Festlegung einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Gasverteilernetzen mit dem Ziel durch, die Effizienzwerte für diese Netzbetreiber zu ermitteln, soweit dies möglich ist. [2]Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben ist dabei zu gewährleisten.

**2.2** [1]Die Bundesnetzagentur überprüft vor der Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber für die jeweilige Regulierungsperiode die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs. [2]Dabei überprüft sie insbesondere die strukturelle Vergleichbarkeit der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber gemäß Tenorziffer 8.4. [3]Die Prüfung kann sich daneben auch auf die methodische Durchführbarkeit und Angemessenheit der Durchführung sowie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs in der Regulierung beziehen.[4]Ergibt die Prüfung nach Satz 3, dass die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs nicht gegeben ist, können abweichende Regelungen zur Anwendung kommen. [5]Dies betrifft insbesondere die Aufwandsparameter im Sinne der Tenorziffer 6 sowie die Abrechnungsmethode im Sinne der Tenorziffer 12.

## 3. Datengrundlage

**3.1** [1]Die Bundesnetzagentur erhebt bei den Netzbetreibern die notwendigen Daten zur Ermittlung der Effizienzwerte. [2]Die Netzbetreiber sind insoweit zur Auskunft verpflichtet. [3]Die Einzelheiten zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und

[1] Soweit in dieser Festlegung auf die RAMEN-Festlegung Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung RAMEN Gas in der jeweils geltenden Fassung.

ENTWURF

mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, regelt eine gesonderte Festlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

**3.2** [1]Für die sachgerechte Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs sollen die Landesregulierungsbehörden der Bundesnetzagentur die zur Durchführung des bundesweiten Effizienzvergleichs nach dieser Festlegung erforderlichen, nach der Festlegung GasNEF[2] ermittelten Gesamtkosten der Netzbetreiber, die nach § 54 Abs. 2 EnWG in ihre Zuständigkeit fallen, weiterhin bis zum 31. März des der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres übermitteln. [2]Liegen die Daten nach Satz 1 zur Durchführung der Modellbildung nicht rechtzeitig vor, kann die Bundesnetzagentur die Modellbildung für den bundesweiten Effizienzvergleich mit den Daten durchführen, die die jeweils betroffenen Netzbetreiber im Verfahren zur Bestimmung von Erlösobergrenzen angegeben haben. [3]Weiterhin kann die Bundesnetzagentur einen davon abweichenden Stand mit zwischenzeitlich geprüften Kostenwerten oder geeigneten Ersatzwerten zur Modellbildung und zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte verwenden.

**3.3** Die Bundesnetzagentur kann mit der Modellbildung beginnen, sobald die vorhandene Datengrundlage eine statistisch belastbare Kostentreiberanalyse ermöglicht.

**4. Umgang mit fehlenden und unvollständigen Daten; Datenkorrekturen**

**4.1** [1]Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Durchführung des Effizienzvergleichs grundsätzlich jene Daten der Netzbetreiber, die bis zum Ablauf der in der Einzelfestlegung zur Datenerhebung gesetzten Frist sowie der Frist zur Korrektur eingegangen sind. [2]Die Bundesnetzagentur kann zusätzlich einen verwaltungsinternen Stichtag für die Berücksichtigung von Datenkorrekturen setzen und danach erfolgte Anpassungen bei der Modellbildung und der dieser zugrundeliegenden Datenbasis unberücksichtigt lassen. [3]Über eine Korrektur von Datenfehlern nach Ablauf der Fristen und des Stichtags entscheidet die Bundesnetzagentur im Einzelfall.

**4.2** [1]Soweit die zur Durchführung des Effizienzvergleichs nach dieser Festlegung notwendigen Daten vor Beginn der Regulierungsperiode nicht rechtzeitig vorliegen, können die Daten für das letzte verfügbare Kalenderjahr verwendet werden.[2]Soweit

[2] Soweit in dieser Festlegung auf die Festlegung GasNEF Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung GasNEF in der jeweils geltenden Fassung.

ENTWURF

keine oder offenkundig unzutreffende Daten vorliegen, kann die Bundesnetzagentur die fehlenden Daten durch sachgerechte Schätzung bestimmen.[3]Die Regelung in Tenorziffer 14 Satz 2 bleibt unberührt.

**4.3** Ergeben sich auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen an der zugrundeliegenden Datenbasis, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt.

## 5. Parameter für den Effizienzvergleich

Die Bundesnetzagentur hat im Effizienzvergleich Aufwandsparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen.

## 6. Aufwandsparameter

[1]Als Aufwandsparameter sind die wie folgt ermittelten Kosten anzusetzen.[2]Grundlage für die Ermittlung der Aufwandsparameter ist das nach der Festlegung GasNEF ermittelte Ausgangsniveau unter Abzug der in Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung definierten Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. [3]Die Kapitalkosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs sollen so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können (Vergleichsbarkeitsrechnung). [4]Zusätzlich sollen Aufwandsparameter ohne durchgeführte Vergleichbarkeitsrechnung berücksichtigt werden. [5]Die Aufwandsparameter können gemäß Tenorziffer 12 Satz 3 Nr. 2 angepasst werden.

## 7. Vergleichbarkeitsrechnung

**7.1** Für die hinreichende Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten sind im Rahmen der gemäß Tenorziffer 6 Satz 3 durchzuführenden Vergleichbarkeitsrechnung Kapitalkostenannuitäten nach Maßgabe von Tenorziffer 7.2 zu ermitteln; dabei umfassen die Kapitalkosten die Kostenpositionen nach Tenorziffer 4.2 der Festlegung GasNEF.

**7.2** [1]Die Vergleichbarkeitsrechnung nach Tenorziffer 7.1 erfolgt auf Grundlage der Tagesneuwerte des abschreibbaren Sachanlagevermögens sowie der geleisteten und erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse; für Investitionszuschüsse gilt dies nur, soweit keine aktivische Absetzung nach Tenorziffer 9.1 Satz 4 der Festlegung GasNEF erfolgt. [2]Für die Ermittlung von

ENTWURF

einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind die Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der Festlegung GasNEF zu verwenden, wobei für Anlagengruppen mit Nutzungsdauerbandbreiten der untere Wert anzusetzen ist. [3]Für erhaltene Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse gilt als Nutzungsdauer die Auflösungsdauer von 20 Jahren gemäß Tenorziffer 13 Satz 3 der Festlegung GasNEF. [4]Der zu verwendende Zinssatz ist ausgehend von dem durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 a) EnWG bestimmten gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC) gemäß Tenorziffer 10 Satz 1 und 2 der Festlegung GasNEF zu bestimmen. [5]Dieser Nominalzinssatz ist um die Preisänderungsrate zu bereinigen, um einen Realzinssatz zu erhalten. [6]Die Kapitalkostenannuitäten der erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse werden bei der Ermittlung der standardisierten Gesamtkapitalkosten mit negativem Vorzeichen berücksichtigt.

**7.3** [1]Die Verzinsung des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens - Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände mit Ausnahme der geleisteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau, Vorräte und Umlaufvermögen - ergibt sich im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung aus Tenorziffer 10 Satz 4 der Festlegung GasNEF sowie Tenorziffer 7.2 Satz 4. [2]Betriebsnotwendige Abschreibungen von immateriellen Vermögensgegenständen – mit Ausnahme der betriebsnotwendigen Abschreibungen für geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse – sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer sind aus dem Ausgangsniveau zu übernehmen.

**7.4** [1]Für das abschreibbare Sachanlagevermögen sind Tagesneuwerte für alle zum 31.12. des Basisjahres in Betrieb befindliche Anlagen zu ermitteln. [2]Dies gilt nicht für Anlagen mit einem Alter, das den oberen Wert der Nutzungsdauerbandbreiten gemäß Anlage 1 der GasNEF übersteigt. [3]Bei der Ermittlung der Tagesneuwerte nach Tenorziffer 7.2 sind für das abschreibbare Sachanlagevermögen sowie die geleisteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse die in Anlage 1a aufgeführten Indexreihen heranzuziehen; für die erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse ist wie für die geleisteten Zuschüsse und Beiträge der Verbraucherpreisindex des Statistischen Bundesamtes zu verwenden. [4]Sofern die in Anlage 1a aufgeführten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind, sind der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zu Grunde zu legen, die mit den in Anlage 1a genannten Indexreihen zu

ENTWURF

verketten sind. [5]Die Verkettungsfaktoren ergeben sich jeweils aus der Division des am weitesten in der Vergangenheit liegenden Indexwertes der Indexreihe nach Anlage 1a durch den Indexwert der Ersatzindexreihe für dasselbe Beobachtungsjahr. [6]Es sind die Ersatzindexreihen gemäß Anlage 1b heranzuziehen.

**7.5** [1]Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr t angeschafften Sachanlagegutes oder eines im Jahr t geleisteten oder erhaltenen Baukostenzuschusses, Netzanschlusskostenbeitrages oder Investitionszuschusses ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres t mit den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten oder den historischen Leistungen von oder historischen Zugängen an Zuschüssen und Beiträgen. [2]Der Indexfaktor des Jahres t ergibt sich aus dem Quotienten des Indexwertes des Basisjahrs und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

## 8. Vergleichsparameter

**8.1** [1]Vergleichsparameter sind Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe. [2]Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen; dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden. [3] 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 flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden. [4]Die Vergleichsparameter können bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet nicht statt.

**8.2** [1]Die Auswahl der Vergleichsparameter erfolgt mit ingenieurwissenschaftlichen und statistischen Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. [2]Sie soll auch bei der Anwendung mehrerer Methoden zur Effizienzmessung auf einer einheitlichen Kostentreiberanalyse basieren. [3]Eine Auswahl mit statistischen Methoden soll unter Berücksichtigung der standardisierten Aufwandsparameter und der nicht standardisierten Aufwandsparameter erfolgen.

ENTWURF

**8.3** Für die verschiedenen Methoden im Sinne der Tenorziffer 9 dieser Festlegung finden die gleichen Vergleichsparameter Anwendung, wobei unterschiedliche Parameterspezifikationen in den unterschiedlichen Methoden zur Effizienzmessung zur Anwendung kommen können.

**8.4** [1]Durch die Auswahl der Vergleichsparameter sollen die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber angemessen abgebildet werden. [2]Dabei sind die Unterschiede zwischen Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

[3]Kann die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber bei Vorliegen grundsätzlich unterschiedlicher Versorgungsaufgaben durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht abgebildet werden, können insbesondere

1. Netzbetreiber, die eine zu den anderen Netzbetreibern prinzipiell unterschiedliche Versorgungsaufgabe aufweisen, vor der Kostentreiberanalyse bzw. Modellbildung aus dem Datensatz entfernt werden,

2. Netzbetreiber, die eine zu den anderen Netzbetreibern prinzipiell unterschiedliche Versorgungsaufgabe aufweisen, über eine Modifikation der Ausreißeranalyse aus dem Datensatz herausgenommen werden.

[4]Die Wahl der Methode zur Abbildung der Heterogenität bleibt einer Einzelfestlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG überlassen.

## 9. Methoden

**9.1** Bei der Durchführung des Effizienzvergleichs nach dieser Festlegung sind als Methoden die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und die Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) anzuwenden, solange nicht neue wissenschaftliche Erkenntnisse die Anwendung einer oder mehrerer anderer Methoden erforderlich machen.

**9.2** [1]DEA im Sinne dieser Festlegung ist eine nicht-parametrische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Aufwand und Leistung aus einem linearen Optimierungsproblem resultieren. [2]Durch die DEA erfolgt die Bestimmung einer Effizienzgrenze aus den Daten aller in den Effizienzvergleich einzubeziehenden Unternehmen und die Ermittlung der relativen Positionen der einzelnen Unternehmen gegenüber dieser Effizienzgrenze.

ENTWURF

**9.3** [1]SFA im Sinne dieser Festlegung ist eine parametrische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion herstellt. [2]Im Rahmen der SFA werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. [3]Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz; es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen.

**9.4** [1]Bei der Durchführung einer DEA sind konstante Skalenerträge zu unterstellen. [2]Bei der Durchführung der SFA sind konstante Skalenerträge zu unterstellen, sofern dadurch die Auswahl der Vergleichsparameter und des Effizienzvergleichsmodells in ihrer Belastbarkeit nicht beeinträchtigt wird.

**10. Verfahren**

Bei der Ausgestaltung der Methoden und der Auswahl der Vergleichsparameter durch die Bundesnetzagentur sind Vertreter der berührten Wirtschaftskreise rechtzeitig zu hören.

**11. Kostenbasis**

[1]Es wird zunächst die Ermittlung von Effizienzwerten mit den nach den Tenorziffern 6 und 8 ermittelten Aufwands- und Vergleichsparametern durchgeführt. [2]Daneben wird die Ermittlung dergestalt durchgeführt, dass der Aufwandsparameter nach Tenorziffer 6 für alle Netzbetreiber durch den Aufwandsparameter ersetzt wird, der sich ohne Berücksichtigung der Vergleichbarkeitsrechnung nach Tenorziffer 7 ergibt. [3]Die nach Tenorziffer 8 ermittelten Vergleichsparameter bleiben unverändert.

**12. Abrechnungsmethode**

[1]Weichen die im Effizienzvergleich mit den nach Tenorziffer 6 zugelassenen Aufwandsparametern jeweils ermittelten Effizienzwerte eines Netzbetreibers voneinander ab, so ist grundsätzlich je zugelassener Methode im Sinne der Tenorziffer 9 zunächst ein Mittelwert aus den Effizienzwerten zu ermitteln, die sich aus den nach Tenorziffer 6 zugelassenen Aufwandsparametern ergeben; im Anschluss ist aus den ermittelten Mittelwerten der höhere Effizienzwert zu verwenden.

[2]Von der Regelung in Satz 1 kann abgewichen werden, wenn den Herausforderungen infolge des Transformationsprozesses der Gasverteilernetze über die in Satz 1 beschriebene Abrechnungsmethode nicht hinreichend Rechnung getragen wird. [3]In diesem Fall kann der individuelle Effizienzwert insbesondere ermittelt werden, indem

ENTWURF

1. von den mittels der nach Tenorziffer 6 zugelassenen Aufwandsparametern jeweils ermittelten Effizienzwerten eines Netzbetreibers der höhere Effizienzwert verwendet wird, soweit die ermittelten Effizienzwerte voneinander abweichen,

2. vor der Anwendung des Satzes 1 die TOTEX derart angepasst werden, dass auf den unteren Wert der Nutzungsdauer gemäß GasNEV bzw. GasNEF bei den TOTEX unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und Fortführung der linearen Abschreibung abgestellt wird.

[4]Die Wahl der Vorgehensweise bleibt einer Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG vorbehalten.

**13. Ausreißeranalysen**

**13.1** Die Bundesnetzagentur führt für die Methoden im Sinne der Tenorziffer 9 Analysen zur Identifikation von Ausreißern durch, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

**13.2** [1]In der DEA ist zuerst eine Dominanzanalyse zur Identifikation von Ausreißern durchzuführen; die festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz für die DEA und die Supereffizienzanalyse zu entfernen. [2]Im Anschluss ist eine Supereffizienzanalyse zur Identifikation von Ausreißern durchzuführen; die festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz für die DEA zu entfernen.

**13.3** [1]In der SFA ist eine Analyse des Einflusses einzelner Netzbetreiber auf die Lage der ermittelten Regressionsgerade zur Identifikation von Ausreißern durchzuführen. [2]Die festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz für die SFA zu entfernen.

**13.4** Die Bundesnetzagentur kann für die jeweilige Regulierungsperiode die Ausreißeranalysen im Wege einer Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG weiterentwickeln.

**14. Mindesteffizienzwert**

[1]Beträgt der nach Tenorziffer 12 für einen Netzbetreiber ermittelte Effizienzwert weniger als 60 Prozent, so ist der Effizienzwert mit 60 Prozent anzusetzen. [2]Dies gilt auch, wenn für einzelne Netzbetreiber keine Effizienzwerte ermittelt werden konnten, weil diese ihren Mitwirkungspflichten zur Mitteilung von Daten nicht nachgekommen sind.

ENTWURF

**15. Effizienzwert**

[1]Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt in der DEA ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert. [2]In der SFA erhalten die Netzbetreiber den mittels der in der Tenorziffer 9.3 erläuterten Methode ausgewiesenen Effizienzwert. [3]Der individuelle Effizienzwert ist als Anteil an den Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, in Prozent auszuweisen. [4]Die Ermittlung der Effizienzwerte im Effizienzvergleich erfolgt unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen, es erfolgt keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen oder Netzebenen.

**16. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe**

[1]Weist ein Netzbetreiber nach, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach den Tenorziffern 6 und 8 nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die Aufwandsparameter ohne durchgeführte Vergleichbarkeitsrechnung nach Tenorziffer 6 Satz 4 dieser Festlegung um mindestens 5 Prozent erhöht, so hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach den Vorgaben dieser Festlegung ermittelten Effizienzwert anzusetzen (bereinigter Effizienzwert). [2]Ein Aufschlag auf den Effizienzwert nach Satz 1 wird nur auf Antrag des Netzbetreibers angesetzt. [3]Der Antrag ist bei der Regulierungsbehörde zu stellen. [4]Ist der Effizienzwert nach Tenorziffer 14 angesetzt worden, hat der Netzbetreiber die erforderlichen Nachweise zu erbringen, dass die Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe einen zusätzlichen Aufschlag nach Satz 1 rechtfertigen.

**17. Ermittlung der Ineffizienzen**

[1]Aus dem nach Tenorziffer 15 ermittelten Effizienzwert oder dem bereinigten Effizienzwert nach Tenorziffer 16 werden die Ineffizienzen ermittelt. [2]Die Ineffizienzen ergeben sich aus der Differenz zwischen den Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und den mit dem in Satz 1 genannten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen.

ENTWURF

**18. Individuelle Effizienzvorgabe**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur hat so zu erfolgen, dass die nach Tenorziffer 17 ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb von drei Jahren ab Beginn der Regulierungsperiode abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

**19. Mitteilung an die Länder**

[1]Die Bundesnetzagentur soll bis zum 1. Juli des Kalenderjahres vor Beginn der Regulierungsperiode den Landesregulierungsbehörden die von ihr nach den Vorgaben dieser Festlegung ermittelten Effizienzwerte für die nach § 54 Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der jeweiligen Behörde fallenden Netzbetreiber übermitteln. [2]Die Mitteilung hat die Ausgangsdaten nach den Tenorziffern 6, 7 und 8 dieser Festlegung sowie der Gas-NEF, die einzelnen Rechenschritte und die jeweiligen Ergebnisse der nach Tenorziffer 9 zugelassenen Methoden zu enthalten. [3]Soweit für einzelne Netzbetreiber keine Effizienzwerte aus dem bundesweiten Effizienzvergleich ermittelt werden konnten, teilt die Bundesnetzagentur dies den Landesregulierungsbehörden begründet mit.

**20. Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber**

[1]Bei Betreibern von Fernleitungsnetzen werden die Effizienzwerte aus dem letzten Effizienzvergleich nach Art. 19 Abs. 2 VO (EU) 2024/1789 herangezogen, sofern dieser die nationalen Gegebenheiten hinreichend berücksichtigt.

[2]Werden die nationalen Gegebenheiten nicht hinreichend berücksichtigt, wird – soweit möglich – auf Basis des von der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ermittelten Modells und im Übrigen nach den Vorgaben dieser Festlegung ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt.

[3]Soweit die Verwendung des Modells nach Satz 2 nicht möglich ist, kann für die fünfte Regulierungsperiode zur Ermittlung der Effizienzwerte auf das für die vierte Regulierungsperiode ermittelte Modell zurückgegriffen werden.

[4]Ein nationaler Effizienzvergleich nach Satz 2 ist nur durchzuführen, soweit dies im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation nach dem Ergebnis einer Prüfung entsprechend Tenorziffer 2.2 noch belastbar möglich ist.

ENTWURF

**21. Anwendungszeitraum**

Diese Festlegung findet für die fünfte Regulierungsperiode sowie die nachfolgenden Regulierungsperioden Anwendung.

**22. Verfahrensvorschriften**

Die Verfahrensvorschriften in der Tenorziffer 16 Satz 2 und 3 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Tenorziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

**23. Kostenentscheidung**

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

ENTWURF

## Anlage 1a, Indexreihen Gas*

Bei der Ermittlung der Tagesneuwerte nach Tenorziffer 7.4 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 der Festlegung GasNEF die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Baupreisindizes, Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau), Code: 61261-0001);

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 Polyvenylchlorid (PVC) sowie VII LNG-Anbindungsanlagen der Anlage 1 der Festlegung GasNEF die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Ingenieurbau, Bauarbeiten (Tiefbau), Code: 61261-0003);

3. für die Anlagengruppen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt und IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, sowie VII LNG-Anbindungsanlagen der Anlage 1 der Festlegung GasNEF, 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, Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen), Code: 61241-0003, Merkmal: GP2019 (4-Steller): Gewerbliche Produkte, GP19-2420) mit einem Anteil von 40 Prozent

ENTWURF

b) und die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Ingenieurbau, Bauarbeiten (Tiefbau), Code: 61261-0003) mit einem Anteil von 60 Prozent;

4. für die Anlagengruppe VIII.3 Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse der Anlage 1 der Festlegung GasNEF der Verbraucherpreisindex (Statistisches Bundesamt, Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre, Code: 61111-0001);

5. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppen I.1 Grundstücke, VIII.1 Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie VIII.2 I Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten der Anlage 1 der Festlegung GasNEF, der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen), Code: 61241-0003, Merkmal: GP2019 (Sonderpositionen): Gewerbliche Produkte, GP-X0051 ).

* Statistisches Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; abrufbar über www-genesis.destatis.de unter Angabe des jeweiligen Codes.

ENTWURF

## Anlage 1b, Ersatzindexreihen Gas*

Ersatzindexreihen nach Tenorziffer 7.4 Satz 6 sind:

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, Baupreisindizes, Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau), Code: 61261-0001) und

   b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Baupreisindizes, Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau), Code: 61261-0011);

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, Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Ingenieurbau, Bauarbeiten (Tiefbau), Code: 61261-0003) und

   b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude (Statistisches Bundesamt, Baupreisindizes, Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau), Code: 61261-0011);

3. für die Indexreihe Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl

   a) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, GP19-24201-01) und

ENTWURF

b) für den Zeitraum vor 1968 die Indexreihe Eisen und Stahl (Statistisches Bundesamt, GP1989:27);

4. für die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreise gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Code: 61241-0001).

* Statistisches Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; abrufbar über www-genesis.destatis.de unter Angabe des jeweiligen Codes.

ENTWURF

# Inhaltsverzeichnis


1. Adressaten ..... 2
2. Durchführung des Effizienzvergleichs ..... 2
3. Datengrundlage ..... 2
4. Umgang mit fehlenden und unvollständigen Daten; Datenkorrekturen ..... 3
5. Parameter für den Effizienzvergleich ..... 4
6. Aufwandsparameter ..... 4
7. Vergleichbarkeitsrechnung ..... 4
8. Vergleichsparameter ..... 6
9. Methoden ..... 7
10. Verfahren ..... 8
11. Kostenbasis ..... 8
12. Abrechnungsmethode ..... 8
13. Ausreißeranalysen ..... 9
14. Mindesteffizienzwert ..... 9
15. Effizienzwert ..... 10
16. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe ..... 10
17. Ermittlung der Ineffizienzen ..... 10
18. Individuelle Effizienzvorgabe ..... 11
19. Mitteilung an die Länder ..... 11
20. Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber ..... 11
21. Anwendungszeitraum ..... 12
22. Verfahrensvorschriften ..... 12
23. Kostenentscheidung ..... 12

Anlage 1a, Indexreihen Gas* ..... 13


ENTWURF

Anlage 1b, Ersatzindexreihen Gas* ..... 15

GRÜNDE ..... 22

I. ..... 22

1. ECKPUNKTEPAPIER „NETZE. EFFIZIENT. SICHER. TRANSFORMIERT.“ ..... 22

1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST ..... 22

1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ..... 26

2. VERFAHRENSEINLEITUNG ..... 27

3. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG ..... 29

3.1 Wissenschaftsdialog ..... 29

3.2 Branchendialog ..... 30

3.3 Vertiefungstermin Heterogenität und Vorausschauender Netzausbau ..... 31

4. SACHSTANDPAPIER ..... 32

4.1 Inhalte des Sachstandpapiers ..... 32

4.2 Stellungnahmen zum Sachstandspapier ..... 32

5. BERATUNGSPROJEKT UND GUTACHTEN ..... 40

5.1 Aufgabenstellung ..... 40

5.2 Inhalte des Gutachtens ..... 41

6. ANHÖRUNG DES FESTLEGUNGSENTWURFS ..... 46

7. WEITERER VERFAHRENSABLAUF ..... 46

II. ..... 47

1. ZUSTÄNDIGKEIT ..... 47

2. ERMÄCHTIGUNGSGRUNDLAGE ..... 47

3. FORMELLE RECHTMÄßIGKEIT ..... 47

ENTWURF

4. RECHTLICHER RAHMEN ..... 48
4.1 Europäischer Rechtsrahmen ..... 48
4.2 Nationaler Rechtsrahmen ..... 52
4.3 Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN ..... 54
5. ADRESSATEN (TENORZIFFER 1) ..... 55
6. DURCHFÜHRUNG DES EFFIZIENZVERGLEICHS (TENORZIFFER 2) ..... 55
6.1 Grundsatz (Tenorziffer 2.1) ..... 55
6.2 Prüfung der Durchführbarkeit (Tenorziffer 2.2) ..... 57
7. DATENGRUNDLAGE (TENORZIFFER 3) ..... 60
7.1 Datenerhebung (Tenorziffer 3.1) ..... 60
7.2 Datenübermittlung durch Landesregulierungsbehörden (Tenorziffer 3.2) ..... 61
7.3 Beginn der Modellbildung (Tenorziffer 3.3) ..... 63
8. UMGANG MIT FEHLENDEN UND UNVOLLSTÄNDIGEN DATEN; DATENKORREKTUREN (TENORZIFFER 4) ..... 64
8.1 Berücksichtigung von Datenkorrekturen (Tenorziffer 4.1) ..... 64
8.2 Alt- und Schätzdaten (Tenorziffer 4.2) ..... 70
8.3 Änderungen durch gerichtliche Entscheidungen (Tenorziffer 4.3) ..... 72
9. PARAMETER FÜR DEN EFFIZIENZVERGLEICH (TENORZIFFER 5) ..... 74
10. AUFWANDSPARAMETER (TENORZIFFER 6) ..... 74
11. VERGLEICHBARKEITSRECHNUNG (TENORZIFFER 7) ..... 76
12. VERGLEICHSPARAMETER (TENORZIFFER 8) ..... 83
12.1 Anforderungen an Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.1) ..... 83
12.2 Auswahl der Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.2) ..... 87
12.3 Einheitliche Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.3) ..... 90

ENTWURF

12.4 Strukturelle Vergleichbarkeit und Heterogenität (Tenorziffer 8.4) ..... 91

13. METHODEN (TENORZIFFER 9) ..... 95

13.1 Methoden für den Effizienzvergleich ..... 95

13.2 Skalenerträge (Tenorziffer 9.4) ..... 102

14. VERFAHREN (TENORZIFFER 10) ..... 105

15. KOSTENBASIS (TENORZIFFER 11) ..... 106

16. ABRECHNUNGSMETHODE (TENORZIFFER 12) ..... 106

17. AUSREIßERANALYSEN (TENORZIFFER 13) ..... 113

17.1 Durchführung der Ausreißeranalysen ..... 113

17.2 DEA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.2) ..... 114

17.3 SFA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.3) ..... 115

17.4 Modifikation der Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.4) ..... 115

18. MINDESTEFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 14) ..... 115

19. EFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 15) ..... 117

19.1 Ermittlung der Effizienzwerte ..... 117

19.2 Nichtverankerung eines Effizienzbonus ..... 120

20. BESONDERHEITEN DER VERSORGUNGSAUFGABE (TENORZIFFER 16) ..... 122

21. ERMITTLUNG DER INEFFIZIENZEN (TENORZIFFER 17) ..... 126

22. INDIVIDUELLE EFFIZIENZVORGABE (TENORZIFFER 18) ..... 127

23. MITTEILUNG AN DIE LÄNDER (TENORZIFFER 19) ..... 131

24. EFFIZIENZVERGLEICH DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER (TENORZIFFER 20) 131

25. ANWENDUNGSZEITRAUM (TENORZIFFER 21) ..... 136

ENTWURF

**26. VERFAHRENSVORSCHRIFTEN (TENORZIFFER 22) ..... 137**

**27. KOSTENENTSCHEIDUNG (TENORZIFFER 23) ..... 137**

**III. ÖFFENTLICHE BEKANNTMACHUNG (§ 73 ABS. 1A SATZ 1 ENWG) ..... 138**

**RECHTSBEHELFSBELEHRUNG ..... 139**

ENTWURF

# Gründe

# I.

## 1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert."

### 1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST

1 Die Bundesnetzagentur hat am 18. Januar 2024 ein Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert." (Eckpunktepapier NEST) zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und GasNEV veröffentlicht. In diesem hat die Bundesnetzagentur ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung zusammengefasst, unter anderem auch betreffend den Regulierungsrahmen, der Gegenstand dieser Festlegung ist.

2 Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

#### 1.1.1 Hintergründe

3 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 02.September2021 (C-718/18) bedeute einen grundlegenden Wandel für die Struktur der deutschen Energieregulierung. Der Gerichtshof habe festgehalten, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber im Einzelnen vorstrukturierte, sog. „normative" Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden verstoße.

4 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) werde künftig die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen bundesweit festlegen. Dies bedeute – nach Einführung der Entgeltregulierung im Jahr 2005 – eine neue Zäsur für die deutsche Energieregulierung.

ENTWURF

5 Diese Zäsur gebe auch die Gelegenheit, angesichts der großen Herausforderungen der Energiewende das bestehende Regulierungssystem einer inhaltlichen Überprüfung zu unterziehen.

6 Der wesentliche Auftrag der Regulierung sei, im natürlichen Monopol des Netzbetriebs effizientes Verhalten durch Wettbewerbsanreize zu fordern und zu fördern. Dieser Auftrag erhalte durch die Anforderungen der Energiewende und den erkennbaren Kostenentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

### 1.1.2 Regulierung von Netzen 2005 bis heute

7 Seit Einführung der sektorspezifischen Regulierung in Deutschland im Jahr 2005 sei viel erreicht worden. Politik, Netzbetreiber, Händler, Regulierungsbehörden und auch die Gerichte hätten gemeinsam ein effektives Regulierungssystem entwickelt, das den diskriminierungsfreien Zugang aller neuen Akteure in der Energiewende abgesichert habe. Dabei habe die Einführung der Entgeltregulierung im Jahre 2005 einen Wendepunkt bedeutet. Eine im engeren Sinne erfolgende regulatorische Kontrolle von Netzentgelten habe vorher nicht stattgefunden. Die sog. Beschleunigungsrichtlinien (Richtlinie 2003/54/EG sowie Richtlinie 2003/55/EG) habe dann erstmalig eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen einschließlich der Tarife für den Netzzugang vorgeschrieben. Der Gesetzgeber habe in der Folge Bestimmungen zur Entgeltregulierung erlassen (§§ 21, 21a und 23a EnWG) und diese durch weitreichende Verordnungsermächtigungen (§§ 24, 21a Abs. 6 EnWG) flankiert, von denen der Verordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht habe.

8 Die Regulierung habe in der Anfangsphase den Fokus gehabt, die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes umzusetzen, also Wettbewerb im Erzeugungs- und Handelsmarkt zu ermöglichen bzw. Monopolrenditen bei Netzbetreibern zu verhindern sowie bestehende Ineffizienzen aus der Vergangenheit zu identifizieren und abzuschöpfen. In einer ersten Regulierungsphase sollten wettbewerbliche Bedingungen der Netznutzung über eine kostenorientierte Entgeltregulierung erreicht werden. Aufgrund einer individuellen Kostenprüfung seien jedem einzelnen Netzbetreiber bis Ende 2008 Höchstpreise genehmigt worden. Ab 2009 sei die

ENTWURF

kostenorientierte Entgeltregulierung durch die Anreizregulierung abgelöst worden. Dem Netzbetreiber würden nach Effizienzkriterien lediglich die Obergrenzen der Erlöse behördlich vorgegeben. Gerade angesichts stark anwachsender Kosten sowie der fortbestehenden Monopolstruktur von Energieinfrastrukturen bleibe der Bedarf einer regulatorischen Aufsicht und Anreizsetzung bestehen.

9 Dabei habe sich das System durchaus als anpassungsfähig für neue Entwicklungen erwiesen. So sei mit der Energiewende insbesondere im Strombereich verstärkt auch die Begleitung des Netzausbaus in den Fokus gerückt.

### 1.1.3 Geänderte Anforderungen an die Regulierung

10 Das energiewirtschaftliche Umfeld habe sich für die Netzbetreiber innerhalb der letzten Jahre verändert. Damit einher gingen Herausforderungen, denen auch die Regulierung begegnen müsse.

11 Das Erfordernis einer Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft sei gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz seien bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werde.

12 Im Strombereich bedeute dies eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Strom- statt Gas-, Kohle- oder fossilen Kraftstoffverbrauchs in vielen Sektoren. Die Folge für den Netzbereich seien ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.

13 Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinne besonders der beschleunigte Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden könne. Diese neuen Anforderungen erforderten ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“. Energiewendekompetenz zeigt sich u.a. in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse.

14 Im Gasbereich setze eine gegensätzliche Entwicklung ein: Im Gegenzug zur Elektrifizierung werde die Bedeutung von Erdgas in vielen Sektoren abnehmen, dies

ENTWURF

insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene würden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes werde in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.

### 1.1.4 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

15 Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode habe sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie solle daher auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die fünfte Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

16 Der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich seien die zentrale Triebfeder dafür, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen; sei es bei der operativen Betriebsführung, sei es bei strukturellen Entscheidungen zum Netzausbau oder bei der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen. Zugleich fänden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt werde.

17 Denkbare Alternativen zu diesem Modell seien die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-plus vs. Yardstick-Ansatz). Beide Varianten erschienen aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls derzeit nicht angezeigt.

ENTWURF

### 1.1.5 Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs für Gasnetzbetreiber

18 Die vorgenannten Aspekte gälten gleichermaßen für die Gasnetzbetreiber, bei denen auch in Phasen der Transformation und der möglichen Stilllegung von Leitungen ein effizienter Netzbetrieb – und sei es ein effizient organisierter Stilllegungsprozess – zusätzliche unnötige Kostenbelastungen vermeide. Im Gasbereich stelle sich die Herausforderung, dass Netze zu unterschiedlichen Zeitpunkten von einem klassischen „Versorgungsbetrieb“ in eine Phase des „Abwicklungsbetriebs“ übergingen und damit schwerer vergleichbar sein können. Diese Phase werde dann durch nur begrenzt beeinflussbare Rückgänge in den Nutzerzahlen und heterogene Kostenentwicklungen geprägt sein, sofern manche Netzbetreiber zur Stilllegung oder zum Rückbau von Leitungen verpflichtet seien und andere nicht.

19 Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber müsse sorgfältig weiterentwickelt werden und müsse Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode solle die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssten andere Anreizelemente herangezogen werden.

## 1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

20 Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29. Februar 2024 Gelegenheit zur Stellungnahme.

21 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen zum Effizienzvergleich werden nachfolgend zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind unter folgendem Link veröffentlicht.

22 Hinsichtlich des Datenumfangs wurde der Verwaltungsaufwand kritisiert. Die Komplexität sei zu verringern, der Umfang der Datenerhebung zu reduzieren. Inhaltlich sei der vorausschauende Netzausbau („Vorleistung“) zu berücksichtigen und ggf. seien die Redispatchdaten stärker einzubeziehen.

ENTWURF

23 Es wurde eine regelmäßige Prüfung und ggfs. Abschaffung des Effizienzvergleichs gefordert. Zugleich müsse – insbesondere vor dem Hintergrund der diskutierten Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre – die Flexibilität, Veränderungen über die Zeit abzubilden, gegeben sein. Der Abbau innerhalb von drei Jahren erfordere ein deutlich schnelleres Abschmelzen der Ineffizienzen als bislang. Hier sei sicherzustellen, dass die jeweiligen Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber zu bewältigen oder auch übertreffbar seien, insbesondere in Zeiten erwarteter OPEX-Aufwüchse.

24 Eine zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber mache größere Modelle mit mehr Vergleichsparametern notwendig. Die Ausreißeranalyse sei zu verbessern.

25 Vorgetragen wurde zudem, dass der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber in Anbetracht der einschneidenden Veränderungen der Branche durch die Dekarbonisierung sehr sorgfältig und sehr grundlegend weiterentwickelt werden müsse, um zu sachgerechten und rechtlich belastbaren Ergebnissen zu führen. Die Vergleichbarkeit der Gasnetze bei der Effizienzwertbestimmung sicher zu stellen, wurde als Herausforderung hervorgehoben. Häufig vorgetragen wurde die Forderung nach einer Abschaffung des Effizienzvergleichs für Gasnetzbetreiber.

## 2. Verfahrenseinleitung

26 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat ursprünglich am 17. Oktober 2024 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung einer Methodik zur zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-3#5 eingeleitet.

27 Anlass für das Verfahren ist die Festlegung einer Methodik im Hinblick auf die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichsverfahren der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber/Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber nach Außerkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung.

28 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 17. Oktober 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die

ENTWURF

Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

29 Insbesondere aufgrund der energiewendebedingten Herausforderungen im Stromsektor sowie des bereits laufenden Transformationsprozesses im Gassektor bedarf es der Prüfung einer Vielzahl an differenzierten Regelungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf der einen und Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber auf der anderen Seite. Im Rahmen der Erarbeitung des Festlegungsentwurfs hat sich gezeigt, dass vor diesem Hintergrund separate Festlegungsverfahren für den Strom- und Gassektor zweckmäßig sind. Künftig wird eine sektorspezifische Anpassung der Festlegungen vereinfacht. Mit Ausnahme der differenzierenden Regelungen bleibt es beim Ziel eines weitgehend einheitlichen Regulierungsrahmens für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber.

30 Die Beschlusskammer hat infolgedessen das am 17. Oktober 2024 unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-3#5 veröffentlichte Verfahren zur Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche in zwei separate Verfahren für den Sektor Strom sowie den Sektor Gas aufgeteilt.

31 Daher hat die Beschlusskammer gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG unter dem Geschäftszeichen GBK-25-02-2#1 am 30. Juni 2025 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber eröffnet.

32 Das bisher unter dem Geschäftszeichen geführte Verfahren GBK-24-02-3#5 wird inhaltlich wie beabsichtigt weiterbetrieben. Sämtliche Akteninhalte des unter GBK-24-02-3#5 geführten Verfahrens werden auf das Verfahren für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (Effizienzvergleich Gas, GBK-25-02-2#1) übertragen. Somit geht das bisher unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-3#5 geführte Verfahren– soweit es Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber betraf – in dem Verfahren für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (GBK-25-02-1#2) auf. Gleichzeitig wurde das Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-3#5 eingestellt. Bisherige Verfahrensmeldungen des unter GBK-24-02-3#5 geführten Verfahrens können weiterhin hier abgerufen werden.

ENTWURF

33 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 30. Juni 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

## 3. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

### 3.1 Wissenschaftsdialog

34 Die Beschlusskammer hat am 24. September 2024 einen speziell auf den Effizienzvergleich bezogenen Wissenschaftsdialog unter dem Titel “Efficiency Benchmarking of the energy sector – Evaluation and challenges for the German regulation“ veranstaltet.

35 In dieser Veranstaltung wurden die Erfahrungen und Erkenntnisse von anerkannten Wissenschaftler*innen und wissenschaftlichen Berater*innen vorgetragen und gemeinsam diskutiert. Die Veranstaltung hat sich dabei den folgenden Themen gewidmet:

- Review & Experiences
- State of the art in efficiency measurement
- Improvements for prospective application

36 Es wurden die Erfahrungen mit dem deutschen Anreizregulierungssystem sowie alternative Benchmarkingkonzepte vorgestellt und spezielle Fragen im Zusammenhang mit Effizienzvergleichsmodellen diskutiert.

37 Außerdem bot diese Veranstaltung die Möglichkeit, Weiterentwicklungsoptionen bei der Ausgestaltung der Effizienzvergleichsverfahren zu diskutieren. Sie diente dem Zweck, die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse in die Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich einfließen zu lassen.

38 Diskutiert wurden insbesondere die notwendige Berücksichtigung der „neuen“ Heterogenität, eine Gruppenbildung mit separaten Vergleichen, das Problem der verdeckte Ausreißer bei der Ausreißeranalyse („Masking Problem“) sowie die Notwendigkeit, unterschiedliche Parameter in unterschiedlichen Methoden zu verwenden. Eine klare Positionierung bzw. Empfehlung im Hinblick auf die zu

ENTWURF

wählende Benchmarkingmethode erfolgte von Seiten der Expert*innen nicht. Hervorgehoben wurde die Notwendigkeit der Rechtssicherheit der Anwendung. Es solle eine Abwägung zwischen einfachen Modellen in Verbindung mit individuellen Anpassungen gegenüber komplexeren Modellen erfolgen. Es solle zudem eine Fokussierung auf das wirklich Wichtige („Gesamtbild“) erfolgen und nicht zu kleinteilige Regelungen getroffen werden.

39 Die Konferenz hatte einen ausgeprägten akademischen Charakter. Den Teilnehmerkreis bildeten daher vorrangig national und international anerkannte Wissenschaftler*innen sowie erfahrene Akademiker*innen mit Praxiserfahrung auch aus der Branche und ermöglichte so eine fachbezogene Diskussion.

### 3.2 Branchendialog

40 Am 15. November 2024 hat die Beschlusskammer einen offenen Expertenaustausch zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich veranstaltet.

41 Der Termin ist zweiteilig erfolgt. In einem ersten Teil lag der Schwerpunkt auf allgemeinen Vorgaben zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs, d. h. den Vorgaben, die bislang in der ARegV abgebildet waren und fortzuentwickeln sind. Dieser Teil beschäftigte sich gleichermaßen mit Fragen des Strom- und Gasbereichs bezogen auf Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren. Zunächst wurde der aktuelle Stand der Überlegungen zur zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs durch die Bundesnetzagentur vorgestellt. Die vorgetragenen Inhalte seitens der Bundesnetzagentur sind veröffentlicht worden Im Anschluss stellten Vertreter*innen der Branche ihre Positionen im Hinblick auf die Fortentwicklung des Effizienzvergleichs auf Grundlage eines von Seiten der Bundesnetzagentur gestellten umfangreichen Fragenkataloges vor. Dieser umfasste zum einen allgemeine Fragen zur Fortentwicklung des Effizienzvergleichs, wie etwa zur Methodik und Parameterauswahl, zum Datenumfang und zum Beschleunigungspotenzial. Zum anderen wurden gezielt Fragen zur zukünftigen Durchführung des Effizienzvergleichs jeweils getrennt für den Strom- und den Gasbereich gestellt. Branchenseitig wurde dabei insbesondere ein dreistufiges Modell zur Berücksichtigung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben vorgestellt. Auf der ersten Stufe sollten im Wege einer Vorabprüfung Datensätze bereits vor Durchführung der Effizienzrechnung um solche

ENTWURF

Netzbetreiber bereinigt werden, die unterschiedliche Versorgungsaufgaben erfüllen. Für diese Netzbetreiber könne ein gesonderter Effizienzvergleich durchgeführt werden. Für solche Netzbetreiber, die zwar die gleiche Versorgungsaufgabe erfüllen, jedoch unterschiedlichen strukturellen Einflussfaktoren unterliegen oder die sich in unterschiedlichen Stadien der Transformation befinden, solle ein gemeinsamer Effizienzvergleich durchgeführt werden. Diese Uneinheitlichkeit der Netzbetreiber solle jedoch nach wie vor über die Modellparametrierung, d. h. durch die Auswahl der Vergleichsparameter abgebildet werden.

42 In zweiten Teil der Veranstaltung wurden im Zusammenhang mit dem Beratungsprojekt „Gutachten zur zukünftigen Anwendbarkeit und Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber“ die Herausforderungen für den Effizienzvergleich Gas thematisiert. Hier war es das Ziel, Eingaben aus der Branche frühzeitig bei der Bearbeitung des Gutachtens zu berücksichtigen. Wiederum wurde zuerst der Sachstand von Seiten der Bundesnetzagentur vorgetragen. Im Anschluss stellte das mit der Erstellung des Gutachtens beauftragte Gutachterkonsortium das Projekt vor. Abschließend trugen wiederum Vertreter*innen der Branche ihre Standpunkte unter Zugrundelegung des Fragenkatalogs der Bundesnetzagentur vor.

43 Am Ende des jeweiligen Themenblocks gab es Gelegenheit zum offenen Austausch zwischen Vertreter*innen der Bundesnetzagentur und den eingeladenen Expert*innen.

### 3.3 Vertiefungstermin Heterogenität und Vorausschauender Netzausbau

44 Im Nachgang zum Branchendialog hat am 13. Februar 2025 ein Vertiefungsgespräch zu den Themen „neue“ Heterogenität der Versorgungsaufgabe und vorausschauender Netzausbau im Effizienzvergleich stattgefunden.

45 Zu beiden Themen stellte die Branche zunächst ihre Standpunkte anhand einer von Seiten der Bundesnetzagentur übermittelten Fragenliste vor. Im Anschluss folgte eine Diskussion. Vertreter der Branche präsentierten ein gegenüber dem Branchendialog nachgeschärftes Stufenmodell zur Heterogenität. Zum vorausschauenden Netzausbau wurde vorgetragen, dass dieser in der Methodenfestlegung durch Beibehaltung der Sicherungsmechanismen berücksichtigt werden solle. Zudem solle eine

ENTWURF

Berücksichtigung im Zuge der Auswahl einzelner Parameter erfolgen, die auf Ebene der Einzelfestlegung angesiedelt ist.

## 4. Sachstandpapier

46 Am 16. Januar 2025 hat die Beschlusskammer ein Sachstandspapier zum Stand der Überlegungen zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich zum Jahreswechsel 2024/2025 veröffentlicht.

### 4.1 Inhalte des Sachstandpapiers

47 In dem Sachstandspapier hat die Beschlusskammer den Stand der Überlegungen zu den wesentlichen in der Methodenfestlegung zu regelnden Punkten wiedergegeben. Sie sprach sich darin für den Strombereich für die weitere Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs auf TOTEX Basis unter Anwendung der Methoden DEA und SFA aus. Änderungsbedarf sah sie insbesondere bei dem Abbaupfad der Ineffizienzen, der Bestabrechnung, der Skalierung der SFA-Effizienzwerte sowie dem Effizienzbonus. In Bezug auf den Gasbereich wurden die Herausforderungen des Transformationsprozesses für die Regulierung, die Aufgabenstellung des beauftragten Gutachters sowie die Ausgangslage für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber erläutert.

### 4.2 Stellungnahmen zum Sachstandspapier

48 Es sind zu dem Sachstandspapier Stellungnahmen der Landesregulierungsbehörden, Verbände und Netzbetreiber eingegangen.

49 Die Beschlusskammer hat alle bis zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegenden Stellungnahmen ausgewertet und abgewogen. Die Stellungnahmen enthalten insbesondere folgende wesentlichen Aspekte:

#### 4.2.1 Strukturelle Vergleichbarkeit

50 Die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber müsse für die Durchführung des Effizienzvergleichs sichergestellt sein. Netzbetreiber, die strukturell nicht mit anderen Netzbetreiber vergleichbar seien, seien vor dem Effizienzvergleich aus dem Datensatz zu entfernen (sogenannte erste Stufe der Heterogenität). Die Unterteilung der

ENTWURF

Stichprobe könne dabei beispielsweise entweder anhand objektiv abgrenzbarer Merkmale manuell oder durch Anwendung von Clustering-Methoden erfolgen. Dies gelte etwa für die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet. Für solche Netzbetreiber solle der Effizienzwert nachgelagert auf Grundlage des zuvor für die strukturell vergleichbaren Netzbetreiber ermittelten Effizienzvergleichsmodells ermittelt werden.

51 Dagegen müsse eine Heterogenität von Netzbetreibern dergestalt, dass diese eine vergleichbare Versorgungsaufgabe wahrnehmen, aber strukturellen Veränderungen unterliegen (zweite und dritte Stufe der Heterogenität), im Modell hinreichend, etwa über die Parameterauswahl, abgebildet werden.

52 Die Heterogenität der Versorgungsaufgabe und das Stadium der Transformation solle insbesondere im Hinblick auf städtische Netzbetreiber im Verhältnis zu anderen Netzbetreibern über die Kostentreiber- und Ausreißeranalyse stärker abgebildet werden als bisher.

53 Zum Teil wird auch gefordert, die Netzbetreiber in Untergruppen zu unterteilen und für diese Untergruppen getrennte Modelle zu bestimmen.

54 Darüber hinaus müssten verbleibende strukturelle Besonderheiten über eine Regelung entsprechend des vormaligen § 15 Abs. 1 ARegV berücksichtigt werden. Dieser müsse jedoch weiter gefasst werden und nicht nur im Falle des Überschreitens eines Schwellenwertes und bei Einzigartigkeit eingreifen.

### 4.2.2 Methodik

#### 4.2.2.1 Beibehaltung der Methoden

55 Die Beibehaltung der Methoden DEA und SFA wurde befürwortet. Es sei richtig, die Methodenauswahl anhand objektiver Kriterien zu beurteilen. Dies sei jedoch jedenfalls teilweise erst anhand konkreter Daten möglich.

56 Es sei ein Methodenmix zu wählen. Sollten neue Methoden gewählt werden, müssten diese nachweisbar besser geeignet sein als die bisher verwendeten Methoden und praktische Erfahrungen vorliegen. Der Einsatz neuer Methoden sei nur dann gerechtfertigt, wenn sie im Vergleich zu den heute eingesetzten Methoden deutlich

ENTWURF

überlegen seien, mit dem zukünftig heterogeneren Datensatz umzugehen, und damit die Ermittlung möglichst unverzerrter Effizienzwerte sicherzustellen.

#### 4.2.2.2 Ausreißeranalysen

57 Die bestehenden Methoden zur Ausreißeranalyse müssten angepasst werden. Die bisherigen Methoden würden den neuen Herausforderungen durch die steigende Heterogenität der Netzbetreiber sowie möglichen Veränderungen des Teilnehmerkreises des Effizienzvergleichs aufgrund der Änderungen der Schwellenwerte beim vereinfachten Verfahren nicht mehr gerecht.

58 Es seien insbesondere bei der DEA Methoden zur Identifikation verdeckter Ausreißer zu prüfen. Bei der SFA seien zusätzliche Methoden zur Cook's Distance in Erwägung zu ziehen, wie z. B. die Durchführung eines DFBETA-style Tests für den Ineffizienzterm, da OLS-basierte Methoden Ausreißer mit Bezug zur Effizienzgrenze gegebenenfalls nicht erfassten.

59 Teilweise wird eine Modifikation der DEA gefordert, um Datenfehler erkennen zu können, die durch die Ausreißeranalyse nicht aufgedeckt werden.

#### 4.2.2.3 Skalenerträge

60 Es solle nicht aus strukturpolitischen Erwägungen eine bestimmte Art der Skalenerträge als vorliegend unterstellt werden, sondern die Art der Skalenerträge, wie sie bei den Netzbetreibern vorliegen, empirisch ermittelt werden und die Ergebnisse als Grundlage für die Annahmen im Effizienzvergleich dienen. Bei den verwendeten Methoden seien die gleichen Arten von Skalenerträgen zu unterstellen.

### 4.2.3 Kostenbasis

61 Der Effizienzvergleich sei weiterhin auf Grundlage von TOTEX durchzuführen. Daneben sei weiterhin eine Standardisierungsrechnung vorzunehmen. Diese müsse der zunehmenden Heterogenität aufgrund unterschiedlicher Investitionserfordernisse, wie etwa durch die Vorgaben der Festlegung KANU 2.0 (GBK-24-02-2#1) Rechnung tragen.

62 Die Effizienzwerte seien nur auf OPEX und nicht auf CAPEX anzuwenden. Es sei einem Netzbetreiber aufgrund des Kapitalkostenabgleichs nicht möglich, CAPEX aus dem Basisjahr erlöswirksam in einer Regulierungsperiode zu reduzieren. Auch eine

ENTWURF

Anwendung auf volatile Kosten solle mangels Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber ausscheiden.

#### 4.2.4 Vergleichsparameter

63 Es solle weiterhin ein gewisses Set an möglichen Vergleichsparametern vorgegeben werden. Dies habe in der Vergangenheit zur Verlässlichkeit und Stetigkeit im Effizienzvergleichsverfahren beigetragen und zu weniger Rechtsstreitigkeiten geführt. Pflichtparameter sollten allerdings nicht vorgegeben werden, um flexibel auf dynamische Änderungen reagieren zu können.

64 Es sollten für die beiden Methoden DEA und SFA jeweils unterschiedliche Vergleichsparameter angewendet werden. Die von der Beschlusskammer vorgesehene Verwendung unterschiedlicher Parameterspezifikationen für die beiden Methoden genüge dem nicht. Die im Rahmen der jeweiligen Methode angewendeten Parameter müssten vielmehr an die Stärken der Methode angepasst werden.

65 Die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe und die Heterogenität aufgrund des Transformationsprozesses der Energiewende hinsichtlich der großstädtischen Netzbetreiber sollten bei der Parameterauswahl berücksichtigt werden.

66 Die Bestimmung der Modellgröße sollte nicht mehr ex-ante, sondern ex-post erfolgen.

#### 4.2.5 Modellbestimmung

67 Das Effizienzvergleichsmodell solle nicht über die Regulierungsperiode hinaus fixiert werden. Nur durch eine erneute Modellbestimmung für jede Regulierungsperiode werde der Transformation der Netze hinreichend Rechnung getragen.

68 Bei der Modellauswahl seien statistischen Kriterien weniger strikt zu berücksichtigten und im Gegenzug ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen stärker zu gewichten. Das Kriterium der Signifikanz des Ineffizienzterms führe zu Verzerrungen und sei nicht weiter zu verwenden. Das Kriterium der Multikollinearität sei zu überdenken.

69 Im Rahmen der Modellbildung müsse eine Absicherung gegen eine strukturelle Modellunsicherheit erfolgen.

70 Die von der Bundesnetzagentur angewendete Modellvalidierung mittels Second-Stage-Analyse sei nicht sachgerecht und solle entfallen. Stattdessen solle eine

ENTWURF

Modellvalidierung das Testen der Einbeziehung potenziell ausgelassener Variablen im Modell, eine Peer-Analyse und das Prüfen der ökonomischen Interpretation der Ergebnisse umfassen. Die in der SFA verwendeten statistischen Tests und Kriterien seien grundsätzlich sinnvoll, dürften jedoch aufgrund der geringen Stichprobe nur vorsichtig interpretiert werden.

71 Teilweise wurde vorgebracht, die Vorgaben zur Verteilungsannahme seien nicht auf Ebene der Methodenfestlegung, sondern erst im Rahmen der Durchführung des konkreten Effizienzvergleichs zu regeln. Teilweise wurde gefordert, die Verteilungsannahme solle bereits im Rahmen der Methodenfestlegung auf eine exponentielle Verteilung festgelegt werden.

72 Die Einführung eines Schwellenwertes im Hinblick auf die Anzahl der geprüften Unternehmen, bei dessen Überschreiten die Modellbildung begonnen werden kann, wird teilweise kritisch gesehen. Es sei nicht sichergestellt, dass bei Erreichen der Grenze eine hinreichende Datenlage zur Berechnung eines Modells vorliege, das die Heterogenität und die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber hinreichend abbilde. Um dies sicherzustellen, müsse nach dem vollständigen Vorliegen der Daten die Kostentreiberanalyse erneut durchgeführt werden.

#### 4.2.6 Beibehaltung der Sicherheitsmechanismen

73 Die in der ARegV verankerten Sicherheitsmechanismen seien beizubehalten und gegebenenfalls noch zusätzliche Sicherheitsinstrumente zu verankern. Bei den gewählten Sicherheitsmechanismen sei klarzustellen, inwieweit sie die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben garantieren.

##### 4.2.6.1 Mindesteffizienzwert

74 Der Mindesteffizienzwert sei als Sicherungsinstrument beizubehalten und im Falle einer Verkürzung des Abbaupfades anzuheben.

##### 4.2.6.2 Effizienzbonus

75 Der Effizienzbonus sei zu verankern. Die Argumente für seine Einführung in der ARegV würden fortgelten, da sich die Effizienzwerte weiter angeglichen und der Effizienzbonus sicherstelle, dass weiterhin dynamische Impulse für Effizienzanreize

ENTWURF

gesetzt würden. Auch sei dieser zur Abbildung des zunehmenden Investitionsbedarfs aufgrund der Energiewende notwendig.

#### 4.2.6.3 Skalierung der SFA-Effizienzwerte

76 Es sei weiterhin zwingend, eine Skalierung der mittels der SFA ermittelten Effizienzwerte auf 100 Prozent vorzunehmen. Die Beschlusskammer sei insoweit weiterhin an die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs gebunden. Sollte der effizienteste Netzbetreiber über die SFA keinen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent erhalten können, untergrabe dies das Vertrauen in die Fairness und Angemessenheit der Effizienzvergleiche und verstoße gegen die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben in § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG.

77 Teilweise wird gefordert, anstelle der Hochskalierung des Effizienzwertes nur eines Netzbetreibers auf 100 Prozent den Schwellenwert dafür, was im SFA-Modell als „voll effizient“ gilt, auf einen bestimmten Anteil der Stichprobe oder einen anderen Effizienzschwellenwert zu erweitern oder aber effiziente Netzbetreiber durch eine „Zero-Inefficiency“-Methode zu bestimmen.

#### 4.2.6.4 Bestabrechnung

78 Es solle weiterhin eine Bestabrechnung zwischen den beiden Methoden und den beiden Kostenbasen durchgeführt werden.

79 Eine Bestabrechnung zwischen den Methoden sei zwingend notwendig, um Verzerrungen der Ergebnisse beider Methoden auszugleichen. Es gebe in der wissenschaftlichen Literatur starke Hinweise darauf, dass sowohl DEA als auch SFA die Ineffizienz von Verteilernetzbetreibern im Durchschnitt überschätzten. Durch die Bestabrechnung über die Methoden müsse auch sichergestellt werden, dass die spezifischen methodischen Vorgehensweisen berücksichtigt würden. Eine Durchschnittsbildung führe zu einer Verwässerung dieser und sei daher wissenschaftlich nicht haltbar.

80 Eine Bestabrechnung über die Kostenarten sei beizubehalten. Durch diese werde sichergestellt, dass nicht allein eine unterschiedliche Altersstruktur der Assets zu einer unterschiedlichen Effizienzbeurteilung führe. Ohne die Bestabrechnung über die

ENTWURF

Kostenarten würden Netzbetreiber mit „jüngeren Netzen“ benachteiligt. Würde eine Mittelwertbildung über die unter Verwendung beider Kostenarten bestimmten Effizienzwerte durchgeführt, sei es nur noch möglich einen Effizienzwert von 100 Prozent zu erhalten, wenn in beiden DEA-Effizienzwerten 100 Prozent erzielt würden. Auch sei keine der Kostenbasen der anderen eindeutig überlegen. Die Problematik der Mittelwertbildung werde im Gasbereich durch die Veränderungen der TOTEX aufgrund von KANU 2.0 noch verstärkt. Dadurch, dass die sTOTEX im Gegensatz zu TOTEX gleiche Nutzungsdauern annähmen, liefen die beiden Aufwandsparameter und in der Folge auch die Effizienzwerte noch weiter auseinander.

81 Eine Mittelwertbildung führe insgesamt grundsätzlich zu einer Unterschätzung der Effizienzwerte.

#### 4.2.6.5 Abbaupfad

82 Der Abbaupfad sei nicht auf drei Jahre zu verkürzen. Andernfalls sei die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gefährdet. In der fünfjährigen fünften Regulierungsperiode sei die Verschärfung besonders gravierend, da sich ein jährlicher Durchschnitt von 80 Prozent der ineffizienten Kosten ergebe, die jährlich abgebaut werden müssten. Dem stünden keine entsprechenden Sicherungsmechanismen gegenüber. Eine Verkürzung entziehe den Netzbetreibern finanzielle Mittel, die für die Energiewende benötigt würden.

83 Es würden unter Umständen Fehlanreize gesetzt, da nur noch kurzfristige, in der Regel kostenintensivere Dienstleistungsverträge abgeschlossen werden könnten, um eine flexible Reaktion auf den verkürzten Abbaupfad zu ermöglichen. Um Kosten einzusparen, müssten Einsparungen bei Qualität oder Umfang der Dienstleistungen in Kauf genommen werden, was sich, etwa im Rahmen von Wartungs- und Instanthaltungsarbeiten, negativ auf die Systemsicherheit auswirke.

84 Es sei nicht zutreffend, dass durch einen dreijährigen Abbaupfad im Rahmen der fünfjährigen Regulierungsperiode bereits im Basisjahr der nachfolgenden Regulierungsperiode alle Ineffizienzen abgebaut worden seien, da die Ineffizienzen nur rechnerisch abgebaut würden und die tatsächliche Höhe der Kosten im Basisjahr davon unabhängig sei. Eine Verkürzung führe zu einem verschärften Effizienzdruck, der im

ENTWURF

Kontext der Bewältigung der zahlreichen Aufgaben der Netzbetreiber kontraproduktiv wirke.

85 Es solle vielmehr eine Streckung des Abbaupfades als Reaktion auf die aktuellen Herausforderungen der Branche geprüft werden.

86 Im Falle der Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre solle der Abbau der Ineffizienzen nicht gleichmäßig über drei Jahre (d. h. 1/3 im ersten Jahr, 2/3 im zweiten Jahr, 100 Prozent im dritten Jahr) erfolgen. Vielmehr solle die Verteilung 20 Prozent im ersten Jahr, 60 Prozent im zweiten Jahr und 100 Prozent im dritten Jahr betragen. Dadurch werde der bisherige jährliche Durchschnitt von 60 Prozent beibehalten.

87 Es sei bei Zugrundelegung eines dreijährigen Abbaupfades nicht mehr sichergestellt, dass Netzentgelte gemäß § 21 Abs. 2 EnWG unter Berücksichtigung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung gebildet werden könnten.

#### 4.2.7 Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber

88 Die Fortführung eines Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber sei kritisch zu bewerten. Die Durchführbarkeit sei nur schwerlich gegeben. Unterschiedlich verlaufende Transformationsprozesse und zunehmend exogene Vorgaben führten zur erschwerten Vergleichbarkeit der Netzbetreiber und Verzerrungen des Effizienzvergleichs. Auch die Vergleichbarkeit der Kosten sei durch die verkürzten Abschreibungsdauern aufgrund der Festlegungen KANU und KANU 2.0 sowie die Bildung von Rückstellungen für Stilllegungen im Rahmen des Transformationsprozesses beeinträchtigt Denn diese Maßnahmen führten bei den anwendenden Netzbetreibern zu höheren Aufwandsparametern und damit ggf. zu Nachteilen im Effizienzvergleich. Dadurch könnten Fehlanreize dahingehend gesetzt werden, solche Maßnahmen zu unterlassen oder zu verzögern. Die Vergleichbarkeit der Kostenbasis sei daher herzustellen. Die Durchführung eines Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber dürfe nicht zu einem Transformationshemmnis führen.

#### 4.2.8 Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber

89 Der von ACER durchgeführte internationale Effizienzvergleich solle nicht unmittelbar auf nationaler Ebene angewendet werden. Auch der nationale Effizienzvergleich weise

ENTWURF

Schwächen auf, die durch den Transformationsprozess und die zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber noch verstärkt würden. So sei es aufgrund der kleinen Stichprobe bereits heute nicht möglich, alle tatsächlich vorliegenden Kostentreiber der Fernleitungsnetzbetreiber abzubilden, was zu einer Verzerrung der Effizienzwerte führe. Die Mängel der kleinen Modellgrößen durch die Aufnahme von sogenannten. Hybridparametern, die mehrere Versorgungsdimensionen abbilden, werde abgelehnt. Die Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber steige insbesondere durch unterschiedliche erdgasverstärkende Maßnahmen.

90 Die Investitionen der Netzbetreiber unterlägen zudem, wie etwa durch die gesetzlichen Vorgaben zur integrierten Netzentwicklungsplanung, exogenen Faktoren.

91 Durch den Transformationsprozess zeitlich versetzt erfolgende Änderungen im Kosten-Output-Verhältnis könnten Änderungen der Effizienzwerte aller Fernleitungsnetzbetreiber zur Folge haben.

#### 4.2.9 Beschleunigungsmöglichkeiten

92 Der abgefragte Datenumfang solle zunächst nicht in großem Umfang reduziert werden. Strukturdaten sollten zur Verbesserung der Datenqualität jährlich erhoben werden. Die verschiedenen Datenabfragen sollten aufeinander abgestimmt und der Prozess der Datenabgabe und -prüfung deutlich vereinfacht werden. Eine Einbettung der Datenerhebung in die Monitoringabfrage sei bei entsprechender Datenqualität sinnvoll.

93 Schnellere, automatisierte und standardisierte Plausibilisierungen dürften sich nicht zu Lasten der Identifizierbarkeit von Fehlerquellen auswirken.

## 5. Beratungsprojekt und Gutachten

### 5.1 Aufgabenstellung

94 Die Beschlusskammer hat im September 2024 einen Gutachtenauftrag an ein Beraterkonsortium um Frontier Economics vergeben. Die Aufgabenstellung bestand darin, Empfehlungen zur zukünftigen Anwendbarkeit und Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber auszusprechen. Im Einzelnen sollte eine fundierte Einschätzung erarbeitet werden, ob der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber in seiner derzeit bestehenden rechtlichen und faktischen

ENTWURF

Ausgestaltung, wie er für die Effizienzwertermittlung der vierten Regulierungsperiode (2023 – 2027) zur Anwendung gekommen ist, angesichts der anstehenden, unterschiedlich verlaufenden Transformationsprozesse zukünftig weiterhin anwendbar ist. Dabei waren auch die im letzten Effizienzvergleich (für die vierte Regulierungsperiode) ermittelten Kostentreiber auf ihre weiterhin gegebene Belastbarkeit konzeptionell zu prüfen.

95 Das Gutachten wurde im Mai 2025 fertiggestellt und unter folgendem Link veröffentlicht.

## 5.2 Inhalte des Gutachtens

### 5.2.1 Prognose der Gasnetztransformation

96 Das Gutachterkonsortium zeigte zunächst wahrscheinliche Entwicklungen im Rahmen der Gasnetztransformation auf.

97 Es zeichneten sich dabei zwei Arten von Entwicklungen ab: stetige und perspektivisch auch sprunghafte Veränderungen der Versorgungsaufgabe. Gasnetzbetreiber würden sich voraussichtlich in der kurzen bis mittleren Frist in dieselbe Richtung entwickeln und eher stetigen Transformationsprozessen wie z. B. einer kontinuierlich sinkenden Last oder der sukzessiven Stilllegung von Ausspeisepunkten unterliegen. Längerfristig, d. h. im Hinblick auf einen Zeitraum nach 2035, seien auch sprunghaftere Entwicklungen wie die Stilllegung von ganzen (Teil-)Netzen anzunehmen. In beiden Fällen seien Auswirkungen auf die Kostenbasis und Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs und damit auf die relative Effizienz der Netzbetreiber zu erwarten.

98 Die Transformation werde ferner zu einem deutlichen Anstieg der Kosten für die Stilllegung von Rohrleitungen und anderen Netzanlagen führen. Diese würden perspektivisch einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten für den noch verbleibenden Betrieb der Erdgasverteilernetze ausmachen. Die umfassende Stilllegung von Netzgebieten unterscheide sich von der üblichen Versorgungsaufgabe eines Verteilernetzbetreibers (Bereitstellung von Kapazitäten, Anschluss von Kunden und sicherer Betrieb der Netze) und sei als ein separater Prozess zu klassifizieren.

ENTWURF

### 5.2.2 Entwicklung eines Prüfrasters

99 Das Gutachterkonsortium erstellte – abgeleitet aus konzeptionellen und ingenieurswissenschaftlichen Überlegungen – ein dreistufiges Prüfraster zur regelmäßigen Prüfung der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber:

100 Die erste Stufe umfasst die Überprüfung bzw. Herstellung der Vergleichbarkeit der Netzbetreiber bezüglich ihrer Versorgungsaufgabe, der Kostenbasis sowie der zeitlichen Konsistenz der Inputs und Outputs.

101 Die zweite Stufe sieht die Prüfung der methodischen Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs, insbesondere bezüglich der Stichprobengröße und der sich daraus ergebende Implikationen für die Auswahl der Methoden für die Kostentreiberanalyse und die Effizienzschätzung vor.

102 Die dritte Stufe des Prüfrasters umfasst die Prüfung der Anwendung in der Regulierung, mithin die Definition der Effizienzwerte und die Ableitung der Effizienzvorgabe für die Erlösobergrenze.

### 5.2.3 Implikationen für den Effizienzvergleich der fünften Regulierungsperiode

103 Sodann wendete das Gutachterkonsortium das erstellte Prüfraster auf die – anhand der eingangs prognostizierten Entwicklungen modellierte – zu erwartende Situation in der fünften Regulierungsperiode und die ebenso prognostizierten Entwicklungen ab der sechsten Regulierungsperiode an. Eine abschließende Prüfung sei erst anhand der vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode vorliegenden empirischen Daten möglich.

104 Im Ergebnis sei danach der Effizienzvergleich voraussichtlich für die fünfte Regulierungsperiode grundsätzlich durchführbar. Für diese seien im Wesentlichen noch moderate, stetige und gleichgerichtete Veränderungen der Versorgungsaufgabe aufgrund des Transformationsprozess zu erwarten. Eine Bildung objektiv abgrenzbarer Gruppen über die bereits existierende Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet hinaus sei nicht zu erwarten.

ENTWURF

105 Problematisch sei voraussichtlich allein der Umgang mit Sondereffekten aufgrund der Flexibilisierung der Abschreibungen nach KANU 2.0 sowie mit den Rückstellungen für Stilllegungen. Konkret bestehe aufgrund von KANU 2.0 das Risiko veränderter Effizienzwerte und daraus resultierender Effizienzvorgaben aufgrund erhöhter Kosten im Basisjahr 2025, denen keine entsprechende Anpassung auf der Outputseite gegenüberstünden. Für die Limitierung der Effekte aus der Nutzung von KANU 2.0 seien verschiedene Lösungsansätze denkbar, die von der Anwendung der Best-of-Abrechnung abhingen. Diese wurden für eine modifizierte Bestabrechnung in der Ausprägung eines Best-of-methods-mean-of-costs gemäß des Sachstandspapieres der Bundesnetzagentur von Januar 2025 sowie für die bisher zur Anwendung kommende Best-of-four-Abrechnung dargestellt. Bei Zugrundlegung einer modifizierten Bestabrechung würde der Vorteil von niedrigen Kapitalkosten bei TOTEX durch die Durchschnittsbildung mit dem Effizienzwert sTOTEX reduziert, da beide Kostenarten mittelwertgewichtet Eingang in die Ermittlung des finalen Effizienzwertes finden und nicht mehr ausschließlich der Effizienzwert auf Basis der TOTEX gebildet werden kann. Auch der umgekehrte Fall treffe zu, da der Nachteil von hohen Kapitalkosten bei TOTEX durch die Durchschnittsbildung mit dem Effizienzwert sTOTEX erhöht würde, da anteilig auch der Effizienzwert auf Basis der TOTEX Eingang in den finalen Effizienzwert finde. Zur Abschwächung des Effekts könne auf den unteren Wert der Nutzungsdauerspanne gemäß GasNEV bzw. GasNEF bei den TOTEX unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und Fortführung der linearen Abschreibung abgestellt werden. Weiterhin könnten die Änderungen bei den Abschreibungen durch KANU 2.0 bei den TOTEX der einzelnen Netzbetreiber individuell herausgerechnet werden, wodurch die Kapitalkosten de facto den TOTEX entsprächen, wenn KANU 2.0 nicht genutzt würde. Nachteil sei der höhere administrative Aufwand, der perspektivisch unbeherrschbar sei und diesen Ansatz damit unmöglich mache. Sollte eine modifizierte Bestabrechnung nicht eingeführt werden, könne das Sicherheitsnetz der bisherigen Best-of-Four-Abrechnung ohne Kostenkorrektur bei den TOTEX durch Standardisierung der TOTEX beibehalten werden. Auch sei eine Best-of-Two-Abrechnung, d. h. eine Verwendung nur noch der standardisierten Gesamtkosten (sTOTEX) als Kostenbasis, denkbar Möglicherweise verzerrte TOTEX würden keinen Eingang in den Effizienzvergleich finden. Allerdings

ENTWURF

beruhe der Effizienzwert nur noch auf standardisierten Kapitalkosten, die von den tatsächlichen Kapitalkosten stark abweichen könnten. Zudem korrespondierten die Kosten zur Ermittlung der Effizienzwerte und die Kostenbasis, auf die die Effizienzwerte angewendet würden, grundsätzlich nicht mehr. Durch den Wegfall der TOTEX verminderten sich zudem die Effizienzwerte der Netzbetreiber, deren Effizienzwerte ansonsten über die TOTEX ermittelt würden.

106 Hinsichtlich der Rückstellungen für Stilllegungen kommt das Gutachterkonsortium zu dem Ergebnis, dass diese im Effizienzvergleich der fünften Regulierungsperiode (noch) keiner gesonderten Behandlung bedürfen. In gesonderten Ausnahmefällen sei zu prüfen, ob die Bildung von Rückstellungen im Basisjahr 2025 nicht über Ausnahmeregelungen wie einem gegebenenfalls weiterentwickelten § 15 ARegV ermöglicht werden kann.

#### 5.2.4 Langfristige Auswirkungen auf den Effizienzvergleich

107 Im Hinblick auf die langfristige Entwicklung ab der sechsten Regulierungsperiode stellte das Gutachterkonsortium klar, dass aufgrund signifikanter Unsicherheiten hinsichtlich der Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens und fehlender Daten für eine empirische Analyse nur eine in Teilen vollständige Anwendung des Prüfrasters möglich gewesen sei.

108 Ab der sechsten Regulierungsperiode sei eine zunehmende Veränderung der Versorgungsaufgabe zu erwarten. Insbesondere nach 2035 sei davon auszugehen, dass sich aufgrund von zunehmenden Stilllegungen und Umwidmungen von (Teil-) Netzgebieten die Anlagenbasis der Gasverteilernetzbetreiber kontinuierlich und zum Teil sprunghaft verkleinert: Wenn sich Netzbetreiber in unterschiedlichen Phasen der Transformation befänden, könne sich dies ggf. auf die strukturelle Vergleichbarkeit auswirken.

109 Neben Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet sei zu diesem Zeitpunkt auch die Entstehung weiterer objektiv abgrenzbarer Gruppe(n) wie etwa von Netzbetreibern im Abwicklungsbetrieb, möglich.

110 Daneben sei eine in Teilen reduzierte Vergleichbarkeit der Kostenbasis zu erwarten. Der beschriebene Transformationsprozess führe zu rückläufigen Kosten, wobei die

ENTWURF

Netzbetreiber hiervon aufgrund von KANU 2.0 zum Teil unterschiedlich betroffen sein könnten. Zudem stelle sich wiederum das Problem möglicher verzerrter Effizienzwerte aufgrund zunehmender Stilllegungsrückstellungen infolge des zeitlichen Auseinanderfallens der Kostenwirksamkeit im Jahr der Rückstellungsbildung und des Zeitpunkts der durchgeführten Stilllegung als „Leistung".

111 Ebenso zu erwarten sei ein steigender Umsetzungsaufwand des Effizienzvergleichs.

112 Im Ergebnis sei die Durchführung eines Effizienzvergleichs grundsätzlich weiterhin möglich, sofern die Versorgungsaufgabe vergleichbar bleibe und die Veränderung der Outputs (Leistung) mit den Veränderungen der Inputs (Kosten) korrespondierten. Für den Fall, dass der Effizienzvergleich für die Gesamtheit der Netzbetreiber oder eine Untergruppe auch mit Anpassungen nicht mehr durchführbar ist, werden alternative Anreizinstrumente vorgestellt.

113 Hinsichtlich der Effekte der Abschreibungen nach KANU 2.0 verweist das Gutachterkonsortium zunächst auf die Vorgehensweise in der fünften Regulierungsperiode. Es könnte sich in der langen Frist jedoch gegenüber der Situation in der fünften Regulierungsperiode eine Verschärfung im Hinblick auf die Heterogenität der Kosten und dabei die Unterschiede zwischen TOTEX und sTOTEX dergestalt ergeben, dass sich keine gemeinsame sinnvolle Modellspezifikation für den Effizienzvergleich auf Basis von TOTEX und sTOTEX finden ließe. Stelle sich im Rahmen der Analyse heraus, dass die Vergleichbarkeit der Kostenbasis für den Effizienzvergleich eingeschränkt oder nicht gegeben ist, biete es sich an, bei der Untersuchung von Alternativen kaskadenartig vorzugehen. Mögliche zu prüfende Optionen seien ein Gesamtkosteneffizienzvergleich mit Kostenstandardisierungen, ein Gesamtkosteneffizienzvergleich mit sTOTEX-Kostentreiberanalyse oder ausschließlich auf sTOTEX-Basis, ein Gesamtkosteneffizienzvergleich mit getrennten Modellspezifikationen oder ein solcher für objektiv abgrenzbare Subgruppen. Wenn ein Gesamtkosteneffizienzvergleich nicht mehr möglich sei, könne der Effizienzvergleich auf Betriebskostenbasis durchgeführt werden.

114 Im Hinblick auf die Behandlung von Stilllegungsrückstellungen wird empfohlen, diese nicht in den Effizienzvergleich einzubeziehen, um den zeitlichen Versatz zwischen Input und Output aufzulösen und etwaige verzerrende Effekte auf den

ENTWURF

Effizienzvergleich auszuschließen. Da die Kosten dadurch einer Beanreizung im Rahmen des Effizienzvergleich entzogen würden, könne eine gesonderte Beanreizung über ein separates Anreizinstrument geprüft werden. Sollten Stilllegungsrückstellungen in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich einbezogen werden, wäre sicherzustellen, dass den Rückstellungen auf der Outputseite ein korrespondierender Gegenpart, z.B. in Form von Planwerten, gegenüberstehe.

### 5.2.5 Implikationen für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber

115 Das Gutachterkonsortium äußerte sich ergänzend auch zu den Implikationen der Gasnetztransformation für den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber. Der Prozess weise Parallelen zu den Entwicklungen bei den Gasverteilernetzen auf, folge jedoch auch eigenen Dynamiken. Das dargestellte Prüfraster eigne sich daher grundsätzlich auch für die Anwendung auf die Fernleitungsnetzbetreiber. Bei der Anwendung seien jedoch Unterschiede zu erwarten, die etwa daraus resultieren, dass die Abschreibungsmodalitäten nach KANU 2.0 für Fernleitungsnetzbetreiber erst ab 2026 angewendet werden können.

## 6. Anhörung des Festlegungsentwurfs

116 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am dd.mm.yyyy auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am dd.mm.yyyy im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

117 Es sind insgesamt xxx Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. xx Verbände, yy Netzbetreiber und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, zz Landesregulierungsbehörden [und ggf. weitere] haben Stellung genommen.

## 7. Weiterer Verfahrensablauf

118 Der Länderausschuss wurde am dd.mm.yyyy gemäß § 60a EnWG förmlich befasst.

ENTWURF

119 Der Länderausschuss wurde ebenfalls gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am dd.mm.yyyy übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am dd.mm.yyyy hergestellt.

120 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

# II.

## 1. Zuständigkeit

121 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 4, Nr. 11 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

122 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 Satz 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 22) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. Abs. 3 Satz 3 1. Alt EnWG.

## 2. Ermächtigungsgrundlage

123 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 Satz 1 und Satz 5 EnWG und § 21a Abs. 1 Satz 1, Abs. 2, Abs. 3 Satz 1, Satz 3 Nr. 4 und 11 sowie Satz 4 EnWG.

124 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern, erfolgen.

## 3. Formelle Rechtmäßigkeit

125 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

ENTWURF

126 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am dd.mm.yyyy zur Konsultation gestellt. XX Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

127 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG am dd.mm.yyyy über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am dd.mm.yyyy gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am dd.mm.yyyy gemäß § 54 Abs. 3 Satz 4 und 5 EnWG ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt (nicht hergestellt).

# 4. Rechtlicher Rahmen

## 4.1 Europäischer Rechtsrahmen

128 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Gasverteilernetzen sowie Fernleitungsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL)). Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren.

129 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden. Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 17 Abs. 1 Satz 1

ENTWURF

Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO), mit dem Erfordernis, dass die Entgelte, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Daher sind die europarechtlichen Vorgaben jeweils daraufhin zu analysieren, welchen Gehalt sie nicht nur für die eigentliche Entgeltbildung, sondern auch schon auf der Stufe der Kostenermittlung haben.

#### 4.1.1 Transparenz

130 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Entgeltregulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO und Erwägungsgrund 109, Art. 3 Abs. 4, Art. 31 Abs.1, Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL.

131 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Fernleitungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL). Die Mitgliedstaaten haben sicher zu stellen, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und — soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen — die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 78 Abs. 8 Gas-RL).

#### 4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

132 Der Maßstab der Kostenorientierung (Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO, Erwägungsgrund 119 Gas-RL) ist zum einen ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Gleichzeitig ist er auch ein wesentlicher Maßstab dafür, welches Ausgangsniveau die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber zur Bildung der Netzentgelte zugestehen kann. Aus dem Wortlaut

ENTWURF

(Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.[3]

133 Ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen .

134 Wesentlicher Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung ist Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO. Danach müssen die von den Regulierungsbehörden gemäß Artikel 78 Abs. 7 der Gas-RL genehmigten Netzentgelte oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Artikel 31 Abs. 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Netzentgelte transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Über den Verweis auf Art. 31 Abs. 1 Gas-RL gilt der Maßstab mittelbar auch für Gasverteilernetzbetreiber.

135 Dieser allgemeine Maßstab der Kostenorientierung erfährt weitere Konkretisierungen:

Tarife und Methoden sind so zu gestalten, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL; ähnlich Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO).

- Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Wasserstofftransport, Erdgas- und Wasserstoffspeicherung, LNG- und

[3] Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43.

ENTWURF

Wasserstoffterminals sowie Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff sind zu verhindern (Art. 78 Abs. 1 lit. m) Gas-RL).

#### 4.1.3 Anreizsetzung, insbesondere Setzung von Effizienzanreizen

136 Durch die Tarifmethoden sollen angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen, Art. 78 Abs. 9 Gas-RL, Art. 3 lit. k) und Art. 17 Abs. 1 Gas-VO.

137 Tarifmethoden sollen Anreize für Investitionen bieten, so dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL sowie Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO zu Anreizen für Investitionen.

#### 4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

##### 4.1.4.1 Notwendigkeit der Netzintegrität

138 Die Netzentgelte müssen zudem der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen (Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO) und so der Transport von Erdgas technisch gewährleistet wird (Art. 2 Nr. 10 Gas-VO). Überdies hat die Regulierungsbehörde bei der Festsetzung der Entgelte oder Methoden sicherzustellen, dass angemessene Anreize geschaffen werden, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern (Art. 78 Abs. 9 Gas-RL).

##### 4.1.4.2 Energieeffizienz

139 Ferner ist der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ anzuwenden, welcher insbesondere die Beseitigung von Anreizen umfasst, die sich nachteilig auf die Energieeffizienz auswirken (Art. 27 Abs. 1, Abs. 7 Satz 1 Energieeffizienz-RL).

##### 4.1.4.3 Verbraucherfreundlichkeit

140 Eine weitere Zielvorgabe ist der Verbraucherschutz sowie die damit verbundene Erschwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen

ENTWURF

Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, Art. 1 Abs. 2, Art. 77 lit. d) und g) Gas-RL.

## 4.2 Nationaler Rechtsrahmen

141 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen (vgl. zu den Ermächtigungsgrundlagen Abschnitt 2). Daneben benennt § 1 EnWG allgemeine Zwecke des Energierechts sowie allgemeine Ziele der Regulierung, wobei es sich im Wesentlichen ebenfalls um Wiederholungen von Zielen des Unionsrechts handelt.

142 Nach § 1 EnWG sind der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

143 Die Ziele der Regulierung nach § 1 Abs. 2 Satz 1 EnWG sind die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung. Zur Verfolgung dieser Ziele hat die Regulierung nach § 1 Abs. 2 Satz 2 EnWG insbesondere den vorausschauenden Ausbau, die optimierte Nutzung und die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze, die Erzeugung und Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff, die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem, einschließlich der Nutzung von Energiespeichern sowie eine angemessene Verteilung der Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

144 Nach § 21 Abs. 1 Satz 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und

ENTWURF

risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Dabei können auch zukünftig wirkende Kostenänderungen aus netzbezogenen Maßnahmen berücksichtigt werden, die aus der Integration von erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem folgen (§ 21 Abs. 2 Satz 2 EnWG). Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 Satz 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden.[4] Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 Satz 4 EnWG). Nach § 21 Abs. 3 Satz 2 EnWG müssen die festgelegten Methoden den Stand der Wissenschaft berücksichtigen. Dabei stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird (§ 21 Abs. 3 Satz 3 EnWG).

145 Nach der Maßgabe von § 21a Abs. 1 Satz 1 EnWG soll die Methode der Anreizregulierung Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzen. Die Obergrenzen und Effizienzvorgaben sind, soweit durch die Regulierungsbehörde nicht anders bestimmt, auf einzelne Netzbetreiber zu beziehen (§ 21a Abs. 1 Satz 3 EnWG). Die Effizienzvorgaben sollen so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen

[4] Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 21 Rn. 68.

ENTWURF

und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (§ 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG). Sie sollen objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen und sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen (§ 21a Abs. 1 Satz 6 EnWG). Die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben muss so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt (§ 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG). Nach § 21a Abs. 2 EnWG muss die Entwicklung und Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

### 4.3 Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN

146 In der RAMEN-Festlegung sind Grundlagen für die Durchführung des Effizienzvergleichs in Tenorziffer 10 angelegt. Nach Tenorziffer 10.1 Satz 1 führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode, soweit möglich, zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Gasverteilernetzbetreiber (EW) einen bundesweiten Effizienzvergleich durch. Satz 2 überlässt nähere Regelungen der Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 4 EnWG.

147 Tenorziffer 10.2 sieht in Satz 1 vor, dass bei der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte (EW) der Fernleitungsnetzbetreiber der letzte Effizienzvergleich nach Art. 19 Abs. 2 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten berücksichtigt werden kann. Satz 2 regelt, dass die Bundesnetzagentur ergänzend einen Effizienzvergleich durchführen kann. Satz 3 überlässt nähere Regelungen der Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 4 EnWG.

148 Tenorziffer 10.3 legt die Vorgabe eines jährlichen Verteilungsfaktor ($V_t$) zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen an, wobei die Ausgestaltung der Methodenfestlegung vorbehalten bleibt. Ebenso wird in Tenorziffer 10.4 die Aufnahme eines Effizienzbonus ($B_t$) in der Methodenfestlegung ermöglicht. Gemäß Tenorziffer 10.5 Satz 1 sollen die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. Satz 2 überlässt nähere Regelungen der vorliegenden Methodenfestlegung.

ENTWURF

## 5. Adressaten (Tenorziffer 1)

149 Von dem Anwendungsbereich der Festlegung sind lediglich die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren und Fernleitungsnetzbetreiber erfasst. Sie gilt mithin allein für solche Netzbetreiber, für die die Teilnahme am Regelverfahren verpflichtend ist oder für solche Netzbetreiber, die freiwillig am Regelverfahren teilnehmen. Für das vereinfachte Verfahren gelten die Regelungen nach Tenorziffer 16 der RAMEN-Festlegung. Gemäß Tenorziffern 16.2 und 16.3 ist ein kleiner Netzbetreiber für das vereinfachte Verfahren zugelassen, wenn er einen Schwellenwert unterschreitet, der in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres durch die Bundesnetzagentur bestimmt wird, und einen entsprechenden fristgerechten Antrag auf Teilnahme am vereinfachten Verfahren stellt.

150 Gemäß Tenorziffer 22 berühren die Verfahrensvorschriften in der Tenorziffer 16 nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Insoweit erfolgt eine Regelung der Verfahrensfragen ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Es handelt sich im Hinblick auf die Verfahrensfragen nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung. Gleichwohl werden diese Verfahrensfragen von der Beschlusskammer zumindest für die insoweit adressierten Netzbetreiber geregelt. Bezüglich der hierdurch nicht adressierten Netzbetreiber können entsprechende oder abweichende Vorgaben zum Verfahren durch die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden erfolgen. Die bundesweit einheitlichen materiellen Regelungen in den übrigen Tenorziffern bleiben hiervon unberührt.

## 6. Durchführung des Effizienzvergleichs (Tenorziffer 2)

### 6.1 Grundsatz (Tenorziffer 2.1)

151 Tenorziffer 2.1 Satz 1 ordnet die Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für die Betreiber von Gasverteilernetzen an, soweit dies möglich ist. Die Entscheidung für die Fortführung der Effizienzwertermittlung durch den Effizienzvergleich als Bestandteil der Formel zur Bestimmung der individuellen Erlösobergrenze hat die

ENTWURF

Beschlusskammer bereits in Tenorziffern 4 und 10.1 Satz 1 der RAMEN-Festlegung getroffen.

152 Die Durchführung eines Effizienzvergleichs entspricht den maßgeblichen Vorgaben des Unionsrechts. Insbesondere ist ein Gesamtkosteneffizienzvergleich am besten geeignet, zu gewährleisten, dass in den Netzkosten nur solche Kosten anerkannt werden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO). Von daher ist ein solcher Effizienzvergleich gegenüber anderen Effizienzmaßstäben immer vorzuziehen, wenn er nach dem Stand der Wissenschaft methodisch belastbar und praktisch durchführbar ist. Nach dem vorgenannten Rechtsrahmen ist insbesondere der materiell-rechtliche Netzentgeltmaßstab der Anreizsetzung zur Effizienzsteigerung nach Art. 78 Abs. 9 Gas-RL einzuhalten. Die Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs dient als Teil der Anreizregulierung der Bestimmung der Erlösobergrenzen anhand individueller Effizienzvorgaben in Verbindung mit den in der Kostenprüfung ermittelten Kosten der Netzbetreiber. Durch die Verknüpfung zwischen Erlösobergrenzen bei den Netzentgelten und den individuellen Effizienzvorgaben werden den Netzbetreibern Anreize gesetzt, durch Steigerung der Produktivität und Senkung der Kosten ihre Effizienz zu steigern.

153 Bereits in Tenorziffer 10.1 der RAMEN-Festlegung ist die Ermittlung individueller Effizienzwerte vorgesehen. Dies folgt aus Tenorziffer 2.1 Satz 3 der RAMEN-Festlegung, wonach die in den Erlösobergrenzen enthaltenen Effizienzvorgaben sich auf den jeweiligen Netzbetreiber beziehen. Dies entspricht der gesetzlichen Grundkonzeption in § 21a Abs. 1 Satz 3 EnWG, wonach die Erlösobergrenzen und Effizienzvorgaben auf einzelne Netzbetreiber bezogen sind, sofern die Regulierungsbehörde in einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 1 EnWG nichts anderes bestimmt.

154 Wie in der RAMEN-Festlegung angelegt, wird auch die Regelung fortgeführt, dass ein bundesweiter Effizienzvergleich durchzuführen ist. Das heißt, dass in das Effizienzvergleichsverfahren alle Netzbetreiber einbezogen werden, welche nach § 54 EnWG der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterliegen. Aus der Vorgabe eines bundesweiten

ENTWURF

Effizienzvergleichs ergibt sich auch der Grundsatz, dass eine möglichst breite Datenbasis vorzusehen ist, dass also möglichst alle Gasverteilernetzbetreiber einzubeziehen sind, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

155 Ebenfalls ist bereits in Tenorziffer 10.1 der RAMEN-Festlegung vorgesehen, dass die Durchführung des Effizienzvergleichs vor Beginn der Regulierungsperiode erfolgen soll. Denn der Effizienzwert ist für die Bestimmung der individuellen Erlösobergrenze erforderlich, die ebenfalls vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgen soll, für die sie festgelegt wird. Auf diese Weise kann die erstrebte Anreizwirkung der Steigerung der Produktivität und Kostensenkung über die Regulierungsperiode erreicht werden. Dabei handelt es sich – wie in der RAMEN-Festlegung erläutert – jedoch nicht um eine Ausschlussfrist. Vielmehr kann der Effizienzvergleich auch zu einem späteren Zeitpunkt noch durchgeführt werden.

156 Durch die Vorgabe der Gewährleistung der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben in Tenorziffer 2.1 Satz 2 wird der Gedanke der gesetzlichen Regelung in § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG in der Festlegung verankert. Danach sollen die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.

### 6.2 Prüfung der Durchführbarkeit (Tenorziffer 2.2)

157 In Tenorziffer 2.2 ist geregelt, auf welche Weise die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber geprüft werden kann.

158 In der RAMEN-Festlegung ist in Tenorziffer 10.1 Satz 1 die Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber angelegt, soweit dies möglich ist. Der Begründung zufolge ist dies dahingehend zu verstehen, dass zu erörtern ist, ob ein Effizienzvergleich im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation noch belastbar durchgeführt werden kann. Der Transformationsprozess wird voraussichtlich zu deutlichen Veränderungen der Erdgasverteilernetze führen und sich auf diese Weise auf die Versorgungsaufgabe und die Kostenbasis der Gasverteilernetzbetreiber

ENTWURF

auswirken. Dabei ist jedoch zu erwarten, dass der Transformationsprozess nicht bei allen Gasverteilernetzbetreibern auf gleiche Weise und gleichzeitig ablaufen wird.

159 Die Beschlusskammer hat zur Prüfung dieser Fragestellung – wie unter I.5 erläutert – einen Gutachterauftrag an ein Gutachterkonsortium um Frontier Economics vergeben. Das Gutachterkonsortium hat diesbezüglich ein Prüfschema entwickelt und dieses auf Basis von Prognosen im Hinblick auf den zukünftigen Verlauf der Gasnetztransformation für die fünfte Regulierungsperiode sowie fernere Regulierungsperioden angewendet. Da im Ergebnis der Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode mit großer Wahrscheinlichkeit und in den nachfolgenden Regulierungsperioden jedenfalls möglicherweise noch durchführbar sein soll, hat sich die Beschlusskammer entschieden, die Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber in der Methodenfestlegung zu verankern.

160 Allerdings konnte die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs durch das Gutachterkonsortium lediglich auf Grundlage von Prognosen der zukünftigen Entwicklung geprüft werden. Eine abschließende Entscheidung über die Durchführbarkeit ist erst anhand der vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode vorliegenden empirischen Daten möglich. Tenorziffer 2.2 sieht daher vor, dass die Durchführbarkeit des Effizienzvergleich jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode beispielsweise anhand der benannten Kriterien zu bewerten ist. Diese entsprechen dem durch das Gutachterkonsortium aufgestellten Prüfschema. Es handelt sich jedoch lediglich um eine beispielhafte Auflistung möglicher Prüfkriterien. Es ist zum heutigen Zeitpunkt noch nicht in vollem Maße absehbar, wie die Gasnetztransformation tatsächlich ablaufen wird. Daher sind auch die Prüfkriterien, anhand derer die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs zu prüfen ist, zum Entscheidungszeitpunkt noch nicht konkret und abschließend benennbar. Vor diesem Hintergrund werden die Prüfkriterien, soweit sie nicht bereits durch diese Festlegung konkretisiert werden können, auch nicht verpflichtend festgelegt.

161 Zunächst kann die Bundesnetzagentur prüfen, ob die für die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs notwendige Vergleichbarkeit der Gasverteilernetzbetreiber in der Stichprobe für den Effizienzvergleich gegeben ist bzw. hergestellt werden kann. Dazu kann geprüft werden, ob die Netzbetreiber strukturell vergleichbar sind. Dies entspricht

ENTWURF

den Vorgaben in Tenorziffer 8.4. Weiterhin ist die Vergleichbarkeit der Kostenbasis zu überprüfen und – soweit möglich – etwa durch Standardisierungen sicherzustellen.

162 Zudem kann überprüft werden, ob der Effizienzvergleich methodisch durchführbar ist. Dabei ist die jeweils vorhandene Stichprobengröße ausschlaggebend für die Anwendbarkeit bzw. Auswahl der Methoden und die zu erhebenden Daten. Der Analyse des Gutachters zufolge kann infolge einer sinkenden Stichprobengröße die Anwendung anderer oder neuer Methoden sowie die Erhebung zusätzlicher Daten bzw. Änderung von Datendefinitionen erforderlich werden, um den Effizienzvergleich weiterhin durchführen zu können.[5] Daher kann auch geprüft werden, ob der Aufwand der operativen Durchführung des umfassenden Effizienzvergleichs noch in einem angemessenen Verhältnis zu der erwarteten Anreizwirkung steht.

163 Zudem kann die Durchführbarkeit im Hinblick auf die Anwendbarkeit in der Regulierung, d. h. bei der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte und der Anwendung der Effizienzvorgabe im Rahmen der Ermittlung der Erlösobergrenze, überprüft werden. Dabei kann auch die Regulierungskonsistenz, das heißt die Folgerichtigkeit im Verhältnis zum Vorgehen in den vergangenen Regulierungsperioden, in die Bewertung der Durchführbarkeit einbezogen werden.

164 Kommt die Überprüfung zu dem Ergebnis, dass der Effizienzvergleich durchführbar ist, ist dieser grundsätzlich nach den Vorgaben dieser Festlegung durchzuführen. Ist im Ergebnis der Prüfung nach Satz 3 der Effizienzvergleichs nicht durchführbar, können gemäß Satz 4 jedoch abweichende Regelungen zur Anwendung kommen. Damit soll die Durchführbarkeit des Effizienzvergleich durch Anpassungen der allgemeinen Vorgaben dieser Festlegung an die Herausforderungen der Gasnetztransformation sichergestellt werden. Dies bezieht sich gemäß Satz 5 insbesondere auf die Aufwandsparameter im Sinne der Tenorziffer 6 sowie die Abrechnungsmethode im Sinne der Tenorziffer 12. Dort sind in Tenorziffer 6 Satz 5 und Tenorziffer 12 Satz 2 bis 4 entsprechende Sonderregelungen angelegt.

[5] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 74f.

ENTWURF

165 Ist der Effizienzvergleich dagegen gar nicht mehr, d. h. auch nicht nach Anpassungen der Vorgaben, durchführbar, kommt diese Festlegung nicht zur Anwendung und es bliebe nach der RAMEN-Festlegung einer weiteren Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 Satz 1 EnWG vorbehalten, etwaige alternative Anreizinstrumente zu regeln.

## 7. Datengrundlage (Tenorziffer 3)

### 7.1 Datenerhebung (Tenorziffer 3.1)

166 Die Regelung in Tenorziffer 3.1 ersetzt die bisherige Vorgabe in § 27 ARegV, soweit diese sich auf den Gegenstand dieser Festlegung bezog.

167 Die Durchführung des Effizienzvergleichs erfordert eine valide Datengrundlage, die im Wege einer angemessenen Sammlung der notwendigen Daten der beteiligten Netzbetreiber zunächst geschaffen werden muss. Wie vom Bundesgerichtshof bestätigt, ist die Bundesnetzagentur dabei mangels direkten eigenen Zugriffs auf diese Daten notwendig auf die (fehlerfreie) Mitwirkung der Netzbetreiber angewiesen; eine Kontrolle der erhaltenen Informationen ist ihr lediglich im Wege einer Plausibilisierung möglich.[6]

168 Die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten durch die Regulierungsbehörde einschließlich Umfang, Zeitpunkt und Form, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, folgt aus § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG. Erfasst ist insbesondere auch die Erhebung von Wirtschafts- und Strukturdaten der Netzbetreiber, die es ermöglichen, einen Effizienzvergleich durchzuführen.[7] Es ist einer Modellanalyse immanent, dass dabei auch Daten erhoben werden müssen, die letztlich nicht in dem Modell zur Anwendung kommen, weil sie im Analyseprozess aussortiert werden. Die Bestimmung des erforderlichen Datenbedarfs im Einzelnen bleibt wie bislang Einzelfestlegungen für die jeweilige Regulierungsperiode

[6] Vgl. BGH, Beschluss vom 22.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 18.
[7] BT-Drs. 20/7310, S. 82.

ENTWURF

vorbehalten, damit den jeweiligen aktuellen Besonderheiten Rechnung getragen werden kann. Dort kann auch auf etwaige Beschleunigungsmöglichkeiten im Datenerhebungsprozess eingegangen werden.

169 Für die Einzelfestlegungen gilt nach § 67 Abs. 2 EnWG, dass den Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise Gelegenheit zur Stellungnahme geben werden kann. Die Bundesnetzagentur hat in der Vergangenheit vor der förmlichen Verfahrenseröffnung zur Datenerhebung bereits insbesondere mit energiewirtschaftlichen Verbänden den Inhalt der Datenabfrage für die nächste Regulierungsperiode erörtert und die technische Qualität des Erhebungsbogens geprüft. Altdaten- und Konsistenzprüfungen wurden im Erhebungsbogen implementiert. Die Bundesnetzagentur hat den Datenerhebungsprozess und geplante Änderungen gegenüber der vorangegangenen Regulierungsperiode vorgestellt. Die Erkenntnisse aus diesem Prozess sind in die Einzelfestlegung zur Datenerhebung eingeflossen. Ein solches Vorgehen bietet sich auch zukünftig für die Verfahren an, um die Datenerhebung zu erleichtern und Beschleunigungen zu ermöglichen. Einzelheiten bleiben dem nachfolgenden Festlegungsprozess vorbehalten.

## 7.2 Datenübermittlung durch Landesregulierungsbehörden (Tenorziffer 3.2)

170 Tenorziffer 3.2 trifft Regelungen zur Übermittlung der Kostendaten durch die Landesregulierungsbehörden für die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit. Die Berechtigung zum Austausch von Daten zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden folgt aus § 55 Abs. 3 Satz 1 EnWG. Nach § 55 Abs. 3 Satz 2 EnWG dürfen hierbei auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse übermittelt werden.

171 Bei der in der Tenorziffer getroffenen Regelung handelt es sich – wie sich aus der ausdrücklichen Regelung in § 55 Abs. 3 Satz 3 EnWG ergibt – nicht um eine Verpflichtung der Landesregulierungsbehörden.

172 Bei den Daten, die durch die Landesregulierungsbehörden übermittelt werden sollen, handelt es insbesondere um die im Rahmen der Kostenprüfung geprüften Kostendaten jener Netzbetreiber, die gemäß § 54 Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der

ENTWURF

Landesregulierungsbehörden fallen. Diese Kostendaten sind zur Bestimmung der Aufwandsparameter nach Tenorziffer 6 und zur Modellbildung erforderlich.

173 Durch die Übermittlung bereits bei den Landesregulierungsbehörden vorliegender Daten durch diese an die Bundesnetzagentur wird dem Grundsatz der Datensparsamkeit Rechnung getragen. Doppelerhebungen bei den Netzbetreibern werden vermieden.

174 Die Aufnahme eines Stichtags für das Vorliegen der Daten ist erforderlich, um eine ordnungsgemäße Durchführung des Effizienzvergleichs zu gewährleisten. Dies deshalb, da die Durchführung des Effizienzvergleichsverfahrens vor Beginn der Regulierungsperiode erfolgen sollte, damit die Erlösobergrenzen für diesen Zeitraum rechtzeitig festgelegt werden können (vgl. Tenorziffer 2 Satz 1). Ein Stichtag ist dabei auch angemessen, da das Effizienzvergleichsverfahren zahlreiche zeitaufwändige Schritte vorsieht, die innerhalb der Zeitspanne bis zum Beginn der Regulierungsperiode absolviert werden müssen. Dazu zählt auch die Bildung eines Modells für die Ermittlung der Effizienzwerte mittels der Aufwands- und Vergleichsparameter, wofür die zu übermittelnden Daten erforderlich sind.

175 Entsprechend § 55 Abs. 3 Satz 3 EnWG stellt sich die Frage nicht, ob es sich insoweit um eine Verfahrensregelung im Sinne des § 54 Abs. 3 Satz 7 EnWG handelt. Materiellen Inhalt haben allerdings die Folge-Regelungen, wie bei nicht rechtzeitigen oder unvollständigen Daten zu verfahren ist, um die Durchführbarkeit des bundesweiten Effizienzvergleichs zu ermöglichen.

176 Um die Modellbildung rechtzeitig durchführen zu können, ist in Satz 2 der Tenorziffer geregelt, dass im Falle der nicht vollständigen, rechtzeitigen Datenübermittlung auf die vom Netzbetreiber im Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen angegebenen Daten zurückgegriffen werden kann. Die Datenübermittlung ist nicht rechtzeitig erfolgt, wenn die Daten nicht zu dem Zeitpunkt vorliegen, zu dem die Modellbildung für einen fristgerechten und ordentlichen Verfahrensablauf erfolgen muss.

177 Der Rückgriff auf gemeldeten Daten zur Modellbildung stellt auch keine unzulässige Benachteiligung der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit dar. Denn es liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber, korrekte Kostendaten zu übermitteln, die in der Theorie auch ungeprüft bzw. ungekürzt in die Modellbildung einfließen könnten. Diese

ENTWURF

stellt auch lediglich eine Vorstufe zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte dar, bei der schließlich die geprüften Daten verwendet werden. Im Rahmen einer Interessenabwägung überwiegt daher das Interesse an einer rechtzeitigen Durchführung des Effizienzvergleich gegenüber der Berücksichtigung geprüfter Kostendaten des einzelnen Netzbetreibers in der Vorstufe der Modellbildung. Dabei sind die in Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung benannten Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ($KA_{nEu}$), herauszulösen.

178 Die Bundesnetzagentur kann die im Verfahren zur Bestimmung von Erlösobergrenzen angegebenen Daten direkt von den Netzbetreibern einfordern (vgl. § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG).

179 Gemäß Satz 3 der Tenorziffer kann die Bundesnetzagentur im Falle der nicht rechtzeitigen Übermittlung der Kostendaten zur Modellbildung und zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte einen von Satz 2 abweichenden Stand mit zwischenzeitlich geprüften Kostenwerten oder aber geeignete Ersatzwerte verwenden. Dies dient ebenfalls der zeitlichen Absicherung der rechtzeitigen Durchführung des Effizienzvergleichsverfahrens.

### 7.3 Beginn der Modellbildung (Tenorziffer 3.3)

180 Tenorziffer 3.3 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur bereits mit der Modellbildung beginnen kann, sobald die vorhandene Datengrundlage eine statistisch belastbare Kostentreiberanalyse ermöglicht. Das heißt, dass auch bei einer tatsächlich unvollständigen Datengrundlage mit der Modellbildung begonnen werden kann, um eine rechtzeitige Durchführung des Effizienzvergleich – wie unter 7.2 beschrieben – sicherzustellen. Die Beschlusskammer hat sich insoweit gegen die Festlegung eines konkreten Schwellenwertes etwa im Hinblick auf die Anzahl der geprüften Netzbetreiber entschieden, bei dessen Erreichen mit der Modellbildung begonnen werden kann. Die Bundesnetzagentur prüft im Einzelfall, ob eine belastbare Datengrundlage vorliegt. Im Laufe des Gesamtverfahrens kann die Basis konkretisiert werden, insbesondere können weitere geprüfte Kostendaten hinzukommen. Es geht zunächst lediglich um den Beginn der Modellbildung.

ENTWURF

## 8. Umgang mit fehlenden und unvollständigen Daten; Datenkorrekturen (Tenorziffer 4)

### 8.1 Berücksichtigung von Datenkorrekturen (Tenorziffer 4.1)

181 Tenorziffer 4.1 trifft Regelungen zur zeitlichen Absicherung der rechtzeitigen Durchführung des Effizienzvergleichs vor Beginn der Regulierungsperiode durch Frist- und Stichtagssetzungen für die Berücksichtigung von Datenkorrekturen.

182 Die notwendige Festlegungskompetenz der Beschlusskammer folgt aus § 21a Abs. 2, 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten einschließlich Umfang, Zeitpunkt und Form treffen.

183 Der Effizienzvergleich ist ein unselbständiges Teilverfahren bei der Festlegung der Erlösobergrenzen. 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 insbesondere beim Effizienzvergleich einen Abgleich der Daten aller Netzbetreiber erfordern.[8] Das ist aber nur möglich, wenn sichergestellt ist, dass zu einem bestimmten Stichtag alle erforderlichen Daten vorliegen.

184 In Satz 1 wird festlegt, dass die Bundesnetzagentur für die Durchführung der Datenerhebung hinsichtlich der Strukturdaten der Netzbetreiber in der Einzelfestlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG sowie im weiteren Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen Fristen setzen kann. Dabei kann zunächst in der Einzelfestlegung eine Frist zur erstmaligen Datenmeldung an die Regulierungsbehörde gesetzt werden. Die gemeldeten Strukturdaten werden daraufhin von der Bundesnetzagentur plausibilisiert und geprüft. Im Anschluss kann eine sogenannte Datenquittung an die Netzbetreiber mit einer Frist zur Mitteilung etwaiger Korrekturen

[8] BGH, Beschluss vom 20.10.2022, EnVR 45/21, Rn. 17.

ENTWURF

übersendet werden. Erfolgt innerhalb dieser Frist keine Korrektur der Daten, geht die Bundesnetzagentur grundsätzlich von der Richtigkeit der Daten aus.

185 Es handelt sich bei den beschriebenen Fristen um behördliche Verfahrensfristen im Sinne des § 31 VwVfG, die nach § 31 Abs. 7 VwVfG grundsätzlich verlängert werden können. Es ist jedoch im Grundsatz nicht ermessensfehlerhaft, wenn die Regulierungsbehörde dies ablehnt, um den Effizienzvergleich rechtzeitig durchführen zu können. Die höchstrichterliche Rechtsprechung hat zur alten Rechtslage festgehalten, dass sich ein Netzbetreiber im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an seinen eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen muss.[9] Zudem stellte der Bundesgerichtshof fest, dass das Interesse an einer rechtzeitigen Regulierungsentscheidung und einem für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regulierungsrahmen von erheblichem Gewicht ist.[10] Er hat dabei auch anerkannt, dass sich aus den regulatorischen Zielen ein erhebliches Interesse an einer Festlegung der Erlösobergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode ergibt.[11] Die Berücksichtigung von Datenfehlern bzw. nachträglichen Datenkorrekturen hätte im komplexen System des Effizienzvergleichs Rückwirkungen auf zahlreiche andere Netzbetreiber, wenn sie vor der Festlegung der Erlösobergrenzen für diese erfolgen soll. Die Folge wären Verfahrensverzögerungen und weitere Verfahrensrisiken.[12] Die Erwägungen sind auch auf die neue Rechtslage nach Außerkrafttreten der ARegV übertragbar. Denn der enge zeitliche Rahmen zur Durchführung des Effizienzvergleichs besteht fort. Sowohl in Tenorziffer 10.1 der RAMEN-Festlegung als auch in Tenorziffer 2.1 dieser Festlegung ist weiterhin vorgesehen, dass der Effizienzvergleich vor Beginn der Regulierungsperiode durchzuführen ist, um die Erlösobergrenzen ebenso vor Beginn der Regulierungsperiode festlegen zu können. Auch erhalten die Netzbetreiber im Vorfeld des Effizienzvergleichs mit entsprechenden Mitteilungen und Datenquittungen hinreichende Möglichkeiten, korrekte Strukturparameter zu melden sowie sich zu den

[9] BGH, RdE 2014, 276 Rn. 123.
[10] Vgl. BGH, Beschlüsse vom 26. 01.2021 - EnVR 7/20, RdE 2021, 256 Rn. 24 f.; vom 23.3. 2021 - EnVR 74/19, WM 2022, 1232 Rn. 40.
[11] Vgl. BGH Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 25.
[12] Vgl. BGH Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 23.

ENTWURF

von der Bundesnetzagentur berechneten Vergleichsparametern und ermittelten Aufwandsparametern zu äußern und etwaige Fehler zu korrigieren. Damit ist es im Ergebnis – nach einer Abwägung zwischen einer korrekten Datengrundlage einerseits und einem zeitgerechten Abschluss des Effizienzvergleichs andererseits – aber auch im Einklang mit der Rechtsprechung sachgerecht, dass die Netzbetreiber mit Einwendungen zu den für sie jeweils herangezogenen Vergleichsparametern jedenfalls nach dem mit Ablauf der Rückmeldefristen in den entsprechenden Datenquittungen und dem damit verbundenen formalen Abschluss der Datenerhebung faktisch ausgeschlossen sind. Damit kommt in einem solchen Fall der Fristversäumung „faktisch präkludierende“ Wirkung zu.[13]

186 Die Regelung ermöglicht in Satz 2 neben der Fristsetzung gegenüber den Netzbetreibern in Satz 1 auch die Festlegung verwaltungsinterner Stichtage für die Berücksichtigung von Korrekturen in der Datenbasis zur Durchführung der Modellbildung. Die Datenbasis umfasst dabei sowohl die von den Regulierungsbehörden übermittelten Kostendaten als auch die unmittelbar durch die Netzbetreiber gemeldeten Strukturdaten.

187 Die Bundesnetzagentur kann nach der Rechtsprechung[14] einen solchen Stichtag für Datenkorrekturen setzen und danach erfolgte Berichtigungen grundsätzlich nicht berücksichtigen. Die Stichtagssetzung ist erforderlich, um in einem noch vertretbaren Zeitfenster eine valide, dann aber auch feststehende Datengrundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs zu erlangen. Dementsprechend hat auch der Bundesgerichtshof entschieden, dass im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an Angaben grundsätzlich festgehalten werden kann, 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.[15] Insgesamt bestätigt die

[13] BGH Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 15.
[14] BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 44/22.
[15] BGH, Beschluss vom 21.01.2014, -EnVR 12/12.

ENTWURF

Rechtsprechung, dass eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus ihm ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber schon systembedingt nicht zu erreichen sei.[16] Zum Stichtag kann daher von dem Vorliegen eines im Wesentlichen richtigen und vollständigen Datensatzes ausgegangen werden, auf Grundlage dessen die Modellbildung durchgeführt werden kann. Denn zu diesem Zeitpunkt hatten zum einen die Netzbetreiber hinreichend Gelegenheit, ihre eigenen Angaben zu überprüfen und gegebenenfalls zu ändern. Zum anderen konnte die Bundesnetzagentur zu diesem Zeitpunkt selbst ebenfalls umfangreiche Kontrollen in Form von Plausibilitätsprüfungen durchführen.[17]

188 Der relevante Stichtag ist als Stichtag des finalen Datensatzes zu dokumentieren. Dies ist der maßgebliche Zeitpunkt der Behördenentscheidung über den Effizienzvergleich. Danach erfolgte Änderungen müssen aus den vorgenannten Erwägungen nicht mehr in die Modellbildung und Effizienzwertermittlung einfließen.

189 Satz 3 stellt klar, dass infolge der Frist- bzw. Stichtagssetzung in Satz 1 und 2 über eine Korrektur von Datenfehlern im Einzelfall entschieden wird. Aufgrund der vorgenannten Argumente soll eine Berücksichtigung von Korrekturen nur in begründeten Ausnahmefällen erfolgen. Dies dient der Schaffung einer stabilen und einheitlichen Datengrundlage, die zur sachgerechten Durchführung eines belastbaren Effizienzvergleichs erforderlich ist.

190 Die Regelungen in Satz 1 und 2 stehen einer Abänderung individueller Effizienzwerte einiger Netzbetreiber, z. B. in Folge von nachträglichen Änderungen der Aufwandsparameter, nicht entgegen. Hätte die nachträgliche Änderung einzelner in die Datenbasis eingeflossener Werte in jedem Fall eine erneute Durchführung der einzelnen Schritte zur Folge, so würde jede Einzelentscheidung einen erheblichen Aufwand mit sich bringen. Für denjenigen Netzbetreiber, dessen Ausgangswerte aufgrund besonderer Umstände zu korrigieren sind, greift diese Erwägung nicht. Für

[16] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12.05.2022, 5 Kart 6/21 (V), Rn. 73.
[17] BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 43/22, Rn. 20.

ENTWURF

ihn kann nach der Rechtsprechung[18] der Effizienzwert auf der Grundlage der für alle Netzbetreiber herangezogenen Datenbasis erneut zu berechnen sein.

191 Der Umgang mit Datenfehlern im Effizienzvergleich bleibt im Übrigen einer Einzelfallbetrachtung vorbehalten. Es bedarf einer Überprüfung, um zu beurteilen, ob es ermessensgerecht ist, beim Ergebnis des Effizienzvergleichs zu bleiben. Dem Interesse an einer rechtzeitigen Regulierungsentscheidung und einem für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regulierungsrahmen kann dabei ein erhebliches Gewicht beigemessen werden.[19] Eine Neuberechnung des gesamten Effizienzvergleichs könnte diesem Interesse entgegenstehen. Im Einzelfall ist zu klären, ob die Datengrundlage für den Effizienzvergleich in der Gesamtheit weiterhin für die Durchführung des Verfahrens tauglich ist. Auch bedarf es der Klärung, ob das Effizienzvergleichsmodell weiterhin valide erscheint. Die potentiellen Auswirkungen auf die Effizienzwertermittlung sind zu betrachten. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs besteht mit Blick auf das Gebot der materiellen Gerechtigkeit ausnahmsweise dann ein Anspruch auf Anpassung eines bestandskräftigen Verwaltungsakts, wenn die Aufrechterhaltung schlechthin unerträglich sei.[20] Vor dem Hintergrund, dass der Effizienzvergleich ein Aspekt ist, der gemäß § 1 Abs. 1 EnWG eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas bezwecken soll, werden auch die Auswirkungen auf die Netznutzer betrachtet. Das Vertrauen der Netznutzer in die Bestandskraft des Bescheids kann in einem solchen Fall hinter den berechtigten Interessen des Netzbetreibers zurücktreten. Zu betrachten sind in der Einzelfallentscheidung zur Auswirkung eines Fehlers in der Datengrundlage insbesondere, in wessen Verantwortungsbereich der Fehler fällt (Regulierungsbehörden oder Netzbetreiber), die wirtschaftliche Relevanz, der Verfahrensstand der EOG-Festlegungen für die relevante Regulierungsperiode sowie die Stabilität des Effizienzvergleichs insgesamt. Auch die zeitliche Komponente kann in

[18] BGH Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn. 131.
[19] BGH, Beschluss vom 20.12.2022 - EnVR 45/21.
[20] Vgl. BGH, Beschluss vom 23.01.2018 - EnVR 5/17.

ENTWURF

die Entscheidung einbezogen werden: Ein enger zeitlicher Zusammenhang und eine frühzeitige Bereinigung zu Beginn einer Regulierungsperiode ermöglichen ggf. noch eine individuelle Anpassung. Eine Entscheidung kann anders ausfallen, wenn ein langer zeitlicher Versatz zwischen Beginn der Regulierungsperiode bzw. erstmaliger Festlegung der Erlösobergrenze und der möglichen Neufestlegung liegt. Dann wäre auch das Interesse der Netznutzer an dem Festhalten an der bestandskräftigen Entscheidung höher zu gewichten. Dies ist der Einzelfallentscheidung auf Grundlage der jeweiligen Sach- und Rechtslage zum Zeitpunkt der Behördenentscheidung vorbehalten.

192 Eine Neuberechnung des individuellen Effizienzwerts soll grundsätzlich erst bei einer absoluten Veränderung des Effizienzwertes um mindestens 0,1 Prozentpunkte erfolgen. Der Wert von 0,1 Prozentpunkten liegt in der Regel in einem Bereich, der jedenfalls zu klein ist, um hieraus zwingende Rückschlüsse für die Übertreffbarkeit und Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben mittels möglicher und zumutbarer Maßnahmen (§ 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG) zu ziehen. Vielmehr erscheinen solche Abweichungen angesichts methodenimmanenter Ungenauigkeiten sowie der Sicherheitsmechanismen (insbesondere der Abrechnungsmethode nach Tenorziffer 12, der Möglichkeit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach Tenorziffer 16 sowie der Festlegung abweichender Effizienzvorgaben nach Tenorziffer 18) grundsätzlich als nicht derart gravierend, dass eine Neuberechnung der Effizienzwerte erfolgen müsste.

193 Das rechtzeitige und vollständige Vorliegen der notwendigen Daten kann weiterhin dadurch sichergestellt werden, dass die Bundesnetzagentur für den Fall, dass die Daten zu spät, unvollständig oder unrichtig eingereicht werden, ein Zwangs- oder Bußgeldverfahren gegen den einzelnen Netzbetreiber führen kann, sofern die Voraussetzungen dafür vorliegen.

194 Bei Verletzung der Verpflichtungen aus einer Festlegung nach § 29 EnWG stehen der Bundesnetzagentur die Befugnisse zur Verhängung von Zwangsgeldern nach § 94 EnWG sowie Bußgeldern nach § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a) EnWG zur Verfügung.

195 So kann die Festlegung zur Datenerhebung zusätzlich auf § 69 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 7 EnWG gestützt werden. Danach ist die Bundesnetzagentur zur Erfüllung der in

ENTWURF

diesem Gesetz der Regulierungsbehörde übertragenen Aufgaben dazu berechtigt, von den betreffenden Unternehmen Auskunft zu verlangen. Die Datenerhebung für die Bestimmung der Effizienzwerte der Netzbetreiber und Festlegung der Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode im Wege der Festlegung ist zur Erfüllung der Aufgaben nach § 21a EnWG erforderlich. Zuwiderhandlungen gegen die Auskunftsverfügung, die ausbleibende oder vorsätzlich oder fahrlässig fehlerhafte Erteilung der Auskunft kann eine Ordnungswidrigkeit gem. § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a) EnWG darstellen.

196 Die Möglichkeit der Erhebung von Zwangs- oder Bußgeldern dient u. a. der Rechtssicherheit des Effizienzvergleichs. Sie soll zudem das Verfahren beschleunigen, indem ein Fehlverhalten der Netzbetreiber unmittelbar wirtschaftliche Konsequenzen haben kann.

### 8.2 Alt- und Schätzdaten (Tenorziffer 4.2)

197 Tenorziffer 4.2 entspricht der bisherigen Regelung in § 30 ARegV. Die Vorschrift trifft eine abgestufte Regelung für den Fall, dass die zur Durchführung des Effizienzvergleichs notwendigen Daten nicht rechtzeitig für die Modellbildung vorliegen. Die Beschlusskammer hat nach § 21a Abs. 2, 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG auch die notwendige Festlegungskompetenz zur Regelung der Folgen nicht rechtzeitiger Datenlieferungen. Denn sie kann Festlegungen zu Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten einschließlich Umfang, Zeitpunkt und Form treffen.

198 Die Daten liegen nicht rechtzeitig vor, wenn die Bundesnetzagentur auf diese in dem Zeitpunkt keinen Zugriff hat, in dem dies zur Durchführung des Effizienzvergleichs, d. h. zur Modellbestimmung und zur Bestimmung der individuellen Effizienzwerte – in der Regel vor Beginn der Regulierungsperiode – erforderlich ist. Notwendig sind solche Daten, ohne die die Bundesnetzagentur den Effizienzvergleich nicht durchführen kann. Dies sind insbesondere die zur Modellbestimmung, mithin zur Kostentreiberanalyse sowie zur Bestimmung der individuellen Effizienzwerte erforderlichen Daten. Um welche Daten es sich im Einzelnen handelt, ergibt sich aus der jeweiligen Einzelfestlegung zur Datenerhebung für den Effizienzvergleich der jeweiligen Regulierungsperiode.

ENTWURF

199 In der Folge der nicht rechtzeitigen Übermittlung kann der Effizienzvergleich auf einer ersten Stufe auf der Grundlage der Daten des letzten verfügbaren Kalenderjahres bestimmt werden.

200 Liegen der Bundesnetzagentur überhaupt keine Daten vor oder sind die vorliegenden Daten offensichtlich unzutreffend, kann sie nach Satz 2 die fehlenden Daten durch sachgerechte Schätzung anhand bei der Bundesnetzagentur vorhandener oder bekannter Daten ermitteln. Die Schätzung soll so durchgeführt werden, dass eine übermäßige Belastung der Netzbetreiber und auch der Netzkunden vermieden wird.[21]

201 Die Verankerung der Möglichkeit zur Verwendung von Altdaten oder Schätzdaten ist – ebenso wie die Möglichkeit der Fristsetzung nach Tenorziffer 4.1 – erforderlich, um eine rechtzeitige Durchführung des Effizienzvergleichs und damit letztlich eine rechtzeitige Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der Regulierungsperiode zu gewährleisten. Dies stellt auch keine unverhältnismäßige Belastung des betroffenen Netzbetreibers dar. Denn die rechtzeitige Übermittlung der Daten liegt im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Eine übermäßige Belastung durch die Verwendung von Ersatzdaten anstelle der zu meldenden Daten wird dadurch ausgeschlossen, dass nur die aktuellsten Altdaten verwendet werden dürfen und eine Schätzung nur auf sachgerechte Art und Weise durchgeführt werden darf. Zudem werden die Ersatzdaten lediglich für die Bildung des Effizienzvergleichsmodells und nicht unmittelbar für die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte anhand dieses Modells verwendet. Durch die Verwendung von Ersatzdaten wird vielmehr zugunsten des betroffenen Netzbetreibers sichergestellt, dass seine Daten dennoch in das Effizienzvergleichsmodell einfließen.

202 Im Einzelfall können anstelle der Verwendung von Alt- und Schätzdaten auch Daten einzelner Netzbetreiber zunächst für die Modellbildung unberücksichtigt bleiben, wenn diese nicht rechtzeitig zur Durchführung der Modellbildung vorliegen.

[21] OLG Düsseldorf Beschluss vom 17.02.2016 – 3 Kart 139/12, Rn. 80.

ENTWURF

203 Der Rückfall auf den Mindesteffizienzwert für den Fall der nicht-rechtzeitigen Lieferung nach Tenorziffer 14 Satz 2 bleibt gemäß Satz 3 unberührt. Nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit kann dieser jedoch nur ultima ratio gegenüber der Verwendung von Alt- oder Schätzdaten oder dem zunächst für den Beginn der Methodenbildung Außerachtlassen einzelner Netzbetreiber sein.

### 8.3 Änderungen durch gerichtliche Entscheidungen (Tenorziffer 4.3)

204 Die Regelung in Tenorziffer 4.3 führt die Regelung des § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV fort. Ergänzend zu den Regelungen in Tenorziffer 4.1, die die zeitlich rechtzeitige und konsistente Durchführung des Effizienzvergleichs sicherstellen sollen und den Umgang mit Korrekturen während des Effizienzvergleichsverfahrens regeln, dient sie der Absicherung des bereits durchgeführten Effizienzvergleichs gegen nachträgliche Korrekturen. Sie soll sicherstellen, dass nicht jedes Mal eine Wiederholung des Effizienzvergleichs erforderlich wird, wenn sich für einen einzelnen Netzbetreiber aufgrund einer gerichtlichen Entscheidung Änderungen bei der zugrundeliegenden Datenbasis ergeben. Anders als der Wortlaut des § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV bezieht sich die Regelung nicht nur auf Änderungen in dem ermittelten Ausgangsniveau, sondern auf Änderungen an der dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Datenbasis insgesamt.

205 Änderungen an der Datenbasis können sich dabei jedoch weiterhin im Hinblick auf das ermittelte Ausgangsniveau ergeben. Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen ist das Ergebnis einer Kostenprüfung. Die Bescheide, in denen dieses Ergebnis der Kostenprüfung enthalten ist, sind gerichtlich überprüfbar. Infolge rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen kann es daher zu nachträglichen Änderungen bei der Kostenbasis kommen.

ENTWURF

206 Daneben kann es durch gerichtliche Verfahren jedoch auch zu einer Änderung der Daten eines Netzbetreibers im Hinblick auf die Vergleichsparameter kommen.[22] Diese sind im Rahmen des gerichtlichen Vorgehens gegen den Erlösobergrenzenbeschluss der gerichtlichen Überprüfung zugänglich. Der Bundesgerichtshof hat bereits unter der alten Rechtslage den Rechtsgedanken des § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV auch auf diese Konstellation übertragen.[23]

207 Durch die Regelung soll sichergestellt werden, dass derartige nachträgliche Änderungen keine Auswirkungen auf den Effizienzvergleich haben. Andernfalls wäre der Effizienzvergleich entsprechend nach jeder neuen Entscheidung zu wiederholen.

208 Der Begriff des Effizienzvergleichs umfasst dabei die Entwicklung eines Modells entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 8 sowie die darauf beruhende Ermittlung der Effizienzwerte für alle am Vergleich beteiligten Netzbetreiber. Die erneute Durchführung dieser Schritte würde einen erheblichen Aufwand erzeugen. Im Gegenzug haben solche nachträglichen Änderungen der zugrundeliegenden Daten einzelner Unternehmen in der Regel keinen wesentlichen Einfluss auf die gesamte Datenbasis, sodass sie regelmäßig nicht die Änderung der Effizienzwerte der anderen Netzbetreiber zur Folge haben.[24] Daher ist es unter Abwägung des Interesses an einer rechtzeitigen und konsistenten Durchführung des Effizienzvergleichs vor Beginn der Regulierungsperiode mit dem Interesse an einer nachträglichen Korrektur sachgerecht, auf eine Wiederholung des gesamten Effizienzvergleichs zu verzichten.

209 In der Vergangenheit kam es unter der alten Rechtslage nach ARegV mehrfach zu gerichtlichen Auseinandersetzungen darüber, welche Auswirkungen nachträgliche Änderungen, insbesondere infolge fehlerhafter oder unzureichender Daten, auf den bereits abgeschlossenen Effizienzvergleich haben. Der Bundesgerichtshof hat

[22] Vgl. etwa BGH Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.129f.
[23] Vgl. BGH Beschluss vom. 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.129 ff.
[24] Vgl. BGH Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.130.

ENTWURF

diesbezüglich festgestellt, dass der Netzbetreiber sich im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an seinen eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen muss.[25]

210 Die vorgesehene Regelung steht einer Neuberechnung des individuellen Effizienzwertes nicht entgegen,[26] wie diese in Satz 3 der Tenorziffer 4.1 vorgesehen ist.

## 9. Parameter für den Effizienzvergleich (Tenorziffer 5)

211 Der Effizienzvergleich ist gemäß Tenorziffer 5 auf Basis von Aufwandsparametern und Vergleichsparametern durchzuführen. Die nach Tenorziffer 6 zu ermittelnden Aufwandsparameter bilden die Kostenseite der Leistungserbringung ab. Die Kostenseite wird jedoch durch strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete bzw. der Versorgungsaufgabe beeinflusst. Dies entspricht der Anforderung der strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber gem. Art. 17 Abs. 1 UAbs.1 Satz 1 Gas-VO. Bei einem reinen Vergleich über die Gesamtkosten könnten Netzbetreiber mit einem kostenseitig nachteiligen Versorgungsgebiet aufgrund dessen schlechte Effizienzwerte und ggf. unerreichbare Effizienzvorgaben erhalten. Daher sind bei der Durchführung des Effizienzvergleichs neben den Aufwandsparametern sogenannten Vergleichsparameter zu verwenden, die eine Vergleichbarkeit im Hinblick auf die Versorgungsaufgabe gewährleisten sollen. Diese werden in Tenorziffer 8 näher beschrieben.

## 10. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6)

212 Die Tenorziffer entspricht den bisherigen Regelungen in §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 ARegV. Sie legt fest, wie die Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs ermittelt werden. Satz 2 verweist zur Ermittlung der Gesamtkosten auf die Kostenprüfung nach GasNEF. Von diesen Gesamtkosten abzuziehen sind die in Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung festgelegten Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen.

213 Dabei sprechen auch ökonomische Erwägungen für eine Zugrundelegung der Gesamtkosten. Diese hat den Vorteil, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale

[25] BGH Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.123.
[26] Vgl. BGH Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.124f.

ENTWURF

Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von Betriebs- durch Kapitalkosten grundsätzlich keine Änderung der Effizienzwerte bedingt. Die Feststellung der Effizienz darf sich nicht auf eine bestimmte Kostenart beschränken.

214 Satz 3 der Tenorziffer sieht die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung (auch: Standardisierungsrechnung) vor. Auf diese Weise soll insbesondere die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten für den Effizienzvergleich möglichst gewährleistet und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können (vgl. Tenorziffer 7.1). Die Formulierung „insbesondere“ lässt jedoch auch eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Herstellung der Vergleichbarkeit der Kosten bei einem Auseinanderlaufen aus anderen Gründen zu. Möglich ist daher auch die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung zur Vergleichmäßigung der Kosten für Redispatchmaßnahmen, wie diese in Tenorziffer 7.6 vorgesehen ist.

215 Im Wege der Vergleichbarkeitsrechnung wird eine Kapitalkostenannuität ermittelt. Mit der Standardisierung der Kapitalkosten soll sichergestellt werden, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des betreffenden Netzbetreibers führt. Dies dient der Vermeidung von Investitionshemmnissen.

216 Die aktuelle und zukünftige dynamische Entwicklung des Gasmarkts erhöht die Vielfalt der unterschiedlichen Investitions- und Abschreibungsmodelle. Daher ist es aus Sicht der Beschlusskammer weiterhin zwingend notwendig, mithilfe einer Standardisierungsrechnung und der Verwendung von Annuitäten die Kapitalkosten für den Effizienzvergleich zu vereinheitlichen. Es ist zu erwarten, dass die Verwendung standardisierter Kapitalkosten noch an Bedeutung gewinnen wird je unterschiedlicher die Abschreibungs- und Investitionsmodelle der Netzbetreiber werden. Dies zeigt sich im Rahmen der Gasnetztransformation – wie im Rahmen des in Auftrag gegebenen Gutachtens herausgestellt (vgl. dazu I.5) – etwa durch das Auseinanderlaufen der Kostenbasen durch die zeitversetzt bzw. nur teilweise erfolgende Anwendung der Abschreibungsmodalitäten nach der Festlegung KANU 2.0.

217 Auch trägt die Verankerung der Vergleichbarkeitsrechnung der vorgenannten unionsrechtlichen Vorgabe Rechnung, Kosten insbesondere im Hinblick auf

ENTWURF

antizipatorische Investitionen im Rahmen der Tarifmethodik anzuerkennen. Daneben sind nach Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO, Art. 27 Abs. 5 Energieeffizienz-RL Tarife und Methoden so zu gestalten, dass die notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

218 Nähere Vorgaben zur Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnungen sind in Tenorziffer 7 festgelegt.

219 In Satz 4 der Tenorziffer ist geregelt, dass zusätzlich auch Aufwandsparameter ohne durchgeführte Vergleichbarkeitsrechnung berücksichtigt werden sollen. Mithin sollen dem Effizienzvergleich auch nicht standardisierte Gesamtkosten zugrunde gelegt werden. Denn die durch die Vergleichbarkeitsrechnung nach Satz 3 der Tenorziffer sowie der Tenorziffern 7.1 bis 7.5 ermittelten sTOTEX können zwar Unterschiede bei den Abschreibungsdauern und dem Anlagenalter auffangen, nicht jedoch Unterschiede auf Grund verschiedener Aktivierungspraktiken seitens der Netzbetreiber. Würden daher nur die sTOTEX dem Effizienzvergleich zugrunde gelegt und würde die Effizienzgrenze durch Unternehmen auf die Weise gebildet, dass diese kurze Abschreibungszeiten haben, ihr Anlagevermögen ein hohes Alter aufweist und sie sich durch eine zurückhaltende Aktivierungspraxis auszeichnen, könnte dies andernfalls zu unerreichbaren Effizienzzielen für andere Netzbetreiber führen.[27]

220 Das Verhältnis der mittels der unterschiedlichen Aufwandsparameter gemäß Satz 3 und 4 ergibt sich aus der in Tenorziffer 12 beschriebenen Abrechnungsmethode.

221 Satz 5 regelt klarstellend, dass die Aufwandsparameter gemäß Tenorziffer 12 Satz 3 Nr. 2 angepasst werden können.

## 11. Vergleichbarkeitsrechnung (Tenorziffer 7)

222 Bezüglich der Vergleichbarkeitsrechnung werden die Regelungen des § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV in Verbindung mit den gemäß § 6a der bis zum 31.12. 2027 geltenden

[27] BerlKommEnergieR/Breßlein, 4. Aufl. 2018, ARegV § 12 Rn. 29.

ENTWURF

GasNEV zu verwendenden Indexreihen im Wesentlichen fortgeführt. Die wesentlichen Unterschiede zwischen der vorliegenden Festlegung und den bisherigen Regelungen bestehen in den zu standardisierenden Kostenpositionen – nunmehr wird die Standardisierung insbesondere auch auf die kostenmindernden Erträge der erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzkostenbeiträge und Investitionszuschüsse ausgedehnt – sowie im Hinblick auf den zu verwendenden Zinssatz. Weiterhin wird ausdrücklich geregelt, dass alle in Betrieb befindlichen Anlagen in der Vergleichbarkeitsrechnung zu berücksichtigen sind, wobei die Erfassung auf ein Alter bis zum oberen Rand der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der GasNEF begrenzt wird. Zudem wird nunmehr aufgrund der erfolgten Ablösung der Fachserien des Statistischen Bundesamtes durch datenbankgestützte Indexreihen in den Anlagen 1a und 1b nur noch auf letztgenannte verwiesen.

223 Die Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten gemäß Tenorziffer 6 und 7.1 bis 7.5 dient dazu, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren und die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist, und Verzerrungen ausgeglichen werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten sind gemäß Tenorziffer 7.1 Kapitalkostenannuitäten zu ermitteln.

224 In Tenorziffer 7.1 wurde der Bezug auf die Aktivierungspraktiken aus § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV nicht übernommen, da im Rahmen einer Vergleichbarkeitsrechnung nur das Sachanlagevermögen standardisiert werden kann, das aktiviert worden ist. Nur dieses kann die Basis für einen Vergleich zwischen den Netzbetreibern bilden. Sofern das Aktivierungsverhalten der Netzbetreiber sehr unterschiedlich ist, was insbesondere bei Erneuerungsmaßnahmen der Fall sein kann (Aktivierung vs. Erfassung im Aufwand), können daraus resultierende Unterschiede des Sachanlagevermögens durch die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß Tenorziffer 7.1 bis 7.5 zwischen den Netzbetreibern nicht ausgeglichen werden.

225 Die Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Investitionen oder aufgrund der Gasnetztransformation beschleunigte Abschreibungen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führen.

ENTWURF

226 Die Kapitalkosten umfassen gemäß Tenorziffer 7.1 die Kostenpositionen nach Tenorziffer 4.2 der Festlegung GasNEF, im Einzelnen damit die Tenorziffern 9 (Abschreibungen), 10 (kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung), 12 (kalkulatorische Gewerbesteuer) und 13 (kostenmindernde Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen) der Festlegung GasNEF.

227 Abweichend zu den Regelungen des § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV werden nun die kostenmindernden Erträge aus erhaltenen Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen bei der Vergleichbarkeitsrechnung mit einbezogen, für Investitionszuschüsse gilt dies nur, soweit keine aktivische Absetzung nach Tenorziffer 9.1 Satz 4 erfolgt. Die Berücksichtigung der kostenmindernden Erträge aus erhaltenen Beiträgen und Zuschüssen in der Vergleichbarkeitsrechnung folgt aus ihrer Berücksichtigung in den Aufwandsparametern – gemäß der RAMEN-Festlegung ist diese Position nicht als $KA_{nEu}$ eingestuft – und ihrer Behandlung in der GasNEF. Die Kapitalkosten der erhaltenen Zuschüsse und Beiträge werden in der Vergleichbarkeitsrechnung wie für das abschreibbare Sachanlagevermögen sowie die geleisteten Zuschüsse und Beiträge auf Grundlage von Tagesneuwerten als Kapitalkostenannuität erfasst. Altersunterschiede bezüglich der Zugänge an erhaltenen Zuschüssen und Beiträgen werden auf diese Weise neutralisiert.

228 Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der GasNEF – mit Ausnahme der Anlagengruppen I.1.1 Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte, I.1.2 Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten sowie I.2 Grundstücke – mit Ausnahme der Anlagengruppen I.1 Grundstücke, VIII.1 Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie VIII.2 I Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten – sowie der erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

ENTWURF

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

| | | |
|---|---|---|
| $An_i$ | = | Annuität der Anlagengruppe i / der Zuschüsse und Beiträge |
| $TNW_i$ | = | Tagesneuwert der Anlagengruppe i / der Zuschüsse und Beiträge |
| Q | = | 1 + Zinssatz |
| $n_i$ | = | Nutzungsdauer der Anlagengruppe i / der Zuschüsse und Beiträge |

229 Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind die Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEF zu verwenden, wobei für Anlagegruppen mit Nutzungsdauerbandbreiten der untere Wert anzusetzen ist. Für erhaltene Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse gilt als Nutzungsdauer die Auflösungsdauer von 20 Jahren gemäß Tenorziffer 13 Satz 3 der GasNEF.

230 Der zu verwendende Zinssatz ist ausgehend von dem durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 a) EnWG bestimmten gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen Weighted Average Cost of Capital: WACC) gemäß Tenorziffer 10 der GasNEF zu bestimmen. Dieser Nominalzinssatz ist um die Preisänderungsrate zu bereinigen, um einen Realzinssatz zu erhalten. Die Preisänderungsrate ergibt sich aus der vorgenannten Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 a) EnWG. Die Verwendung eines Realzinssatzes ist geboten, da bei Heranziehung von Tagesneuwerten die Verwendung eines Nominalzinssatzes zu einer doppelten Berücksichtigung von Preisänderungen führen würde.

231 Dieser Zinssatz ersetzt den bisher verwendeten Zinssatz gemäß § 14 Abs. 2 Satz 3 ff. ARegV, da mit dem WACC gemäß Tenorziffer 10 der GasNEF ein für die Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung geeigneter Zinssatz als Ausgangsbasis zur Verfügung steht und deshalb die Ermittlung eines Zinssatzes ausschließlich für die Vergleichbarkeitsrechnung nicht mehr notwendig ist.

ENTWURF

232 Die Summe der Annuitäten aller relevanten Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung des von diesen Annuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden betriebsnotwendigen Vermögens zuzüglich der aus dem Ausgangsniveau zu übernehmenden betriebsnotwendigen Abschreibungen für immaterielle Vermögensgegenstände - ausgenommen Anlagengruppe VIII.3 der GasNEF, da für diese eine Annuität gebildet wird - sowie der ebenfalls aus dem Ausgangsniveau zu übernehmenden kalkulatorischen Gewerbesteuer bilden nach Abzug der Annuitäten für die erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse die standardisierten Gesamtkapitalkosten gemäß Tenorziffer 7.1 bis 7.5. Für abschreibbare immaterielle Vermögensgegenstände wird keine Annuität gebildet, da für diese aufgrund der Heterogenität der in dieser Anlagengruppe erfassten Gegenstände die Bestimmung von einheitlichen Nutzungsdauern für Untergruppen notwendig wäre. Dies wäre aufwändig und erscheint aufgrund der eher untergeordneten Bedeutung unverhältnismäßig. Ebenso wird auf eine Standardisierung der kalkulatorischen Gewerbesteuer mittels bundeseinheitlichem Hebesatz verzichtet. Dies resultiert ebenfalls aus Vereinfachungsüberlegungen sowie der Einschätzung, dass eine Standardisierung der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Gegensatz zu einer Standardisierung unter Verwendung von Tagesneuwerten wie beim abschreibbaren Sachanlagevermögen, eine eher zu vernachlässigende vereinheitlichende Wirkung haben dürfte.

233 Durch die Ermittlung von Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens und der geleisteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionskostenzuschüsse sowie die kostenmindernden Erträge und die negative Verzinsung der erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionskostenzuschüsse standardisiert. Darüber hinaus ist auch die Verzinsung des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens vorzunehmen. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der betriebsnotwendigen Werte gemäß Tenorziffer 10 Satz 4 mit dem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC) gemäß Tenorziffer 10 Satz 1 und 2 der GasNEF abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert werden.

ENTWURF

234 Für das abschreibbare Anlagevermögen sind die Tagesneuwerte für alle zum 31.12. des Basisjahres in Betrieb befindlichen Anlagen zu ermitteln. Dies gilt nicht für Anlagen mit einem Alter, das den oberen Wert der Nutzungsdauerbandbreiten gemäß Anlage 1 der Festlegung GasNEF übersteigt.

235 Zum einen verpflichtet diese Regelung den Netzbetreiber, für die Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung grundsätzlich alle noch in Betrieb befindlichen Anlagen im Rahmen seiner Datenmeldung anzugeben, auch wenn diese kalkulatorisch bereits vollständig abgeschrieben sind. Dies folgt aus der Überlegung, dass in den Vergleichsparametern stets alle Anlagen berücksichtigt werden, die sich zum 31.12. des Basisjahres in Betrieb befinden. Dementsprechend ist auch der Beitrag kalkulatorisch bereits vollständig abgeschriebener Anlagen zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung auf der Kostenseite zu erfassen. Zum anderen wird die Pflicht zur Angabe der Anlagen jedoch begrenzt, indem sehr alte Anlagen, die ein Alter oberhalb des oberen Randes der Nutzungsdauerbandbreiten erreicht haben, durch den Netzbetreiber nicht mehr angegeben werden müssen. Dies ist deshalb sachgerecht, als dass es sich nach Einschätzung der Beschlusskammer bei derart alten Anlagen eher um eine Ausnahmeerscheinung denn die Regel handeln dürfte und diese Anlagen, wenn man sie berücksichtigen würde, in der Rechenlogik der Vergleichbarkeitsrechnung einen überproportionalen und damit verzerrenden Einfluss erhalten könnten.

236 Zur Berechnung der Tagesneuwerte werden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) sowie die historischen Leistungen an Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen und die sich gemäß Anlage 1a und b ergebenden Indexreihen verwendet. Für geleistete Beiträge und Zuschüsse wurde in Anlage 1a gegenüber dem § 6a der GasNEV als zu verwendende Indexreihe der Verbraucherpreisindex des statistischen Bundesamtes aufgenommen. Dies ist sachgerecht, da es sich nicht um Anlagevermögen, sondern um eine Vorfinanzierung von zu erbringenden Leistungen handelt. Entsprechend gilt dies für die erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse. Für die Berechnung der Tagesneuwerte auf Grundlage der

ENTWURF

historischen Zugänge wird gemäß Tenorziffer 7.4 ebenfalls der Verbraucherpreisindex als zu verwendende Indexreihe festlegt.

237 Für die in der Anlage 1 der GasNEF neu aufgenommene Anlagengruppe der LNG-Anbindungsanlagen wird in der Anlage 1a bestimmt, dass für diese Anlagengruppe die Indexreihen der Ziffern 2 und 3 gelten. Diese Zuordnung folgt der Festlegung der Nutzungsdauer für die LNG-Anbindungsanlagen gemäß GasNEF, nach der sich die Obergrenze der Nutzungsdauer aus der Nutzungsdauer für kathodisch geschützte Stahlleitungen ergibt.

238 Die – bis auf die vorgenannten Ergänzungen – unveränderte Fortführung des § 6a der GasNEV für Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung ist sachgerecht, da die dort enthaltenen Regelungen sich durch den Rückgriff auf einige wesentliche, übergeordnete Indexreihen, die die entscheidenden Preiseinflüsse abbilden, in den vorhergehenden Regulierungsperioden für die Ermittlung der Tagesneuwerte sowohl im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus als auch der Vergleichbarkeitsrechnung als geeignet erwiesen haben.

239 Nunmehr folgt aus der alleinigen Anwendung der Realkapitalerhaltung bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus, dass hierfür die Bestimmung von anlagenspezifischen Preisindizes, die im Rahmen des Konzepts der Nettosubstanzerhaltung zur Ermittlung der erforderlichen Tagesneuwerten erforderlich sind, obsolet ist.

240 Für Zwecke der Ermittlung von standardisierten Kapitalkosten im Rahmen einer Vergleichbarkeitsrechnung zur Durchführung eines Effizienzvergleichs sind zukünftig weiterhin Preisindizes notwendig. Die Fortführung der Regelungen des § 6a der GasNEV sieht die Beschlusskammer vor allem deshalb als umsetzbar und sachgerecht an, da für diese Zwecke zum einen – anders als bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus – keine direkte Kostenwirkung von den Preisindizes ausgeht und diese bei Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung auf alle Netzbetreiber gleichermaßen wirken.

ENTWURF

## 12. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8)

### 12.1 Anforderungen an Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.1)

241 In Tenorziffer 8.1 Satz 1 werden Vergleichsparameter angelegt, die der Abbildung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften im Rahmen des Effizienzvergleichsverfahrens dienen.

242 Primäre Anforderung an die Versorgungsaufgabe ist die Versorgung der Netzkunden mit Energie. Dazu sind der Anschluss der Netzkunden und der Transport der erzeugten und eingespeisten Energie wesentlich. Seit dem Beginn der Anreizregulierung hat zudem die Integration Erneuerbarer Energien deutlich an Bedeutung gewonnen. Zukünftig wird die weiter zunehmende Elektrifizierung der Mobilität und der Wärmeversorgung ein bedeutendes Element der Versorgungsaufgabe darstellen. Für die Bestimmung der Versorgungsaufgabe können zudem die Fläche des versorgten Gebietes und die von den Netzkunden bestimmten Anforderungen an die Versorgung mit Gas, die sich auf die Netzgestaltung unmittelbar auswirken, relevant sein.

243 Die Gebietseigenschaften umfassen die sonstigen Merkmale des Versorgungsgebiets, die von der Versorgungsaufgabe nicht umfasst, für die Netzgestaltung aber relevant und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Diesbezüglich sind beispielhaft die Zersiedelung des Versorgungsgebiets (Stadt vs. Land) oder bestehende Beschränkungen, etwa aufgrund (naturschutz-) rechtlicher Vorschriften, für die Errichtung von Leitungstrassen oder für Standorte anderer Netzanlagen, etwa von Umspannanlagen oder Gasdruckregelanlagen. Der Begriff der Gebietseigenschaften umfasst dabei insbesondere auch geographische (z. B. Ausdehnung), geologische (Beschaffenheit des Untergrunds) oder topographische (z. B. Relief, Hangneigung) Merkmale des versorgten Gebiets.

244 Die Regelung in § 13 Abs. 3 Satz 1 ARegV a. E., wonach die Vergleichsparameter auch zur Bestimmung struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes dienen sollten, wurde nicht übernommen, da der Hintergrund der Regelung nicht mehr gegeben ist. Denn die Regelung wurde zur Abbildung von Veränderungen der Versorgungsaufgabe aufgrund demografischen Wandels durch die deutsche Wiedervereinigung eingeführt. Mehrere

ENTWURF

Jahrzehnte nach der Wiedervereinigung ist der entsprechende demografische Wandel weitgehend abgeschlossen und es erscheint nicht mehr notwendig, diese Situation durch eine gesonderte beispielhafte Regelung abzubilden. Die nunmehr relevanten Änderungen der Versorgungsaufgabe aufgrund der Gasnetztransformation können über eine entsprechende Regelung nicht abgebildet werden, da es sich nicht um eine Veränderung aufgrund demografischen Wandels, sondern um eine Nachfrageveränderung handelt. Solche Änderungen können jedoch auch ohne Anpassung des Tenors stets bei der Parameterauswahl berücksichtigt werden.

245 Für Gasnetzbetreiber wird die Versorgungsaufgabe maßgeblich durch folgende Dimensionen beschrieben

- Ausdehnung des Versorgungsgebiets
- Bereitstellung von Kapazität
- Verteilung der Energie zum Kunden
- Transport von Energie in Hochdrucknetzen
- Granularität des Versorgungsgebiet

246 Es werden keine verbindlichen Vergleichsparameter vorgegeben. Die genannten Dimensionen der Versorgungsaufgabe können etwa durch folgende Vergleichsparameter abgebildet werden:

247 Die Ausdehnung des Versorgungsgebietes kann durch die Parameter „versorgte Fläche“, „Rohrvolumen“ oder „Leitungslänge“ abgebildet werden.

248 Die Abbildung der Dimension Bereitstellung von Kapazität kann durch die Vergleichsparameter „Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen“ oder „Rohrvolumen“ erfolgen.

249 Die Dimension Verteilung der Energie zum Kunden kann durch die Parameter „Anzahl aller Ausspeisepunkte an Letztverbraucher und nachgelagerte Netze/Speicher“ oder „Anzahl der Messlokationen“ abgebildet werden

250 Die Dimension Transport von Energie in Hochdrucknetzen kann beispielsweise durch „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ dargestellt werden.

ENTWURF

251 Schließlich kann die Dimension Granularität des Versorgungsgebietes durch die Parameter „Anzahl Messlokationen bzw. Messstellen oder Ausspeisepunkte in Verbindung mit einem Ausdehnungsparameter" abgebildet werden.

252 Die vorgenannten Vergleichsparameter werden nur bespielhaft zur Erläuterung der Dimensionen der Versorgungsaufgabe genannt. Sie beruhen auf den Erkenntnissen der Effizienzvergleiche der letzten Regulierungsperioden. In jedem Durchgang ist zu überprüfen, ob diese Parameter weiterhin sachgerecht Anwendung finden können und zu robusten Ergebnissen des Effizienzvergleichs führen. Indem die insbesondere in Betracht kommenden Parameter bereits in der vorliegenden Methodenfestlegung beispielhaft genannt werden, soll eine gewisse Planbarkeit und Sicherheit gegeben werden. Dies dient ebenso der Beschleunigung des Verfahrens. Die Entscheidung über die verwendeten Parameter bleibt jedoch letztlich der nachfolgenden Stufe des Effizienzvergleichs vorbehalten.

253 Bei den vorgenannten Vergleichsparametern handelt es sich folglich nicht um Pflichtparameter, die von der Bundesnetzagentur zwingend zu verwenden sind, sondern lediglich um Beispiele für mögliche Vergleichsparameter. Die Beschlusskammer hat sich gegen die Aufnahme von Pflichtparametern in die Methodenfestlegung entschieden. Denn Pflichtparameter bieten zwar die Vorteile der Verlässlichkeit, Konsistenz und rechtliche Absicherung des Effizienzvergleichsmodells. Diese stehen jedoch im Widerspruch zu einer methodisch sauberen Modellbildung, damit verbundenen möglichen statistischen Problemen wie Multikollinearität und der Flexibilität, zeitnah und angemessen auf energiewirtschaftliche Entwicklungen reagieren zu können. Der Handlungsspielraum bei der Parameterfestlegung ermöglicht insbesondere auch die angemessene Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber im Sinne des § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 4 EnWG.

254 Durch die Vergleichsparameter bzw. die Kombination der Vergleichsparameter soll auch eine zukünftige Veränderung der Versorgungsaufgabe durch die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende angemessen berücksichtigt werden. Dazu ist im Rahmen der Parameterauswahl im konkreten Effizienzvergleichsverfahren zu überprüfen, ob beispielsweise durch die Verwendung von Potenzialparametern ein erwarteter steigender Energiebedarf sachgerecht abgebildet werden kann. Dies dient u. a. dazu,

ENTWURF

die Effekte des vorausschauenden Netzausbau im Rahmen des Effizienzvergleichs zu berücksichtigen.

255 Satz 2 der Tenorziffer stellt Anforderungen an die Robustheit der Vergleichsparameter auf. Danach müssen Vergleichsparameter geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind sowie insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden. Die Messbarkeit der Parameter stellt darauf ab, dass diese objektiv bestimmbar, das heißt möglichst eindeutig definiert und quantitativ messbar und nicht etwa von subjektiven Bewertungen und qualitativen Indizes abhängig sein sollen.[28] Des Weiteren sollen die Vergleichsparameter nicht durch bewusste Entscheidungen der Netzbetreiber beeinflussbar sein. Andernfalls könnten die Netzbetreiber durch eine Beeinflussung der relevanten Leistung Einfluss auf die Ergebnisse des Effizienzvergleichs nehmen und diesen auf diese Weise verzerren. Die Vergleichsparameter dürfen auch nicht redundant, das heißt in ihrer Wirkung (teilweise) wiederholend, sein, um die Analyse nicht zu erschweren.[29] Das ist insbesondere dann der Fall, wenn zwei oder mehr Vergleichsparameter eine hohe Korrelation aufweisen, die zu einer abnehmenden Präzision und Belastbarkeit der ermittelten Ergebnisse führt (sog. Multikollinearität). Neben den benannten Kriterien sind auch die Vollständigkeit und Verfügbarkeit der Vergleichsparameter relevante Anforderungen, um die Belastbarkeit des Effizienzvergleich zu stützen.[30]

256 Satz 3 sieht vor, dass bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden können.

[28] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205 Rn. 996.
[29] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205 Rn. 996.
[30] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205 Rn. 996.

ENTWURF

Dies hat den Hintergrund, dass die Bestimmung solcher Parameter zwar in Satz 1 vorgeschrieben ist, diese für den einzelnen Netzbetreiber jedoch mengenmäßig nur schwer erfassbar und messbar sind.[31] Damit die Vorgabe des Satz 1 dennoch eingehalten werden kann, werden für die betreffenden Vergleichsparameter statt individueller Werte auch Durchschnitts- bzw. Näherungswerte zugelassen. Beispielsweise könnte dies für die Bestimmung eines Parameters „Höhendifferenz" gelten, der als Differenz zwischen höchstem und niedrigstem Punkt des Netzgebiets als Näherungswert für das Netzgebiet bestimmt wird. Hierbei wird beispielsweise nicht berücksichtigt, dass viele kleine Erhebungen im Netzgebiet vorkommen.

257 Satz 4 sieht vor, dass Parameter bezogen auf verschiedene Netzebenen verwendet werden können. Der Begriff der Netzebene meint die Druckstufen in den Gasversorgungsnetzen. In der vierten Regulierungsperiode Strom wurde etwa der Vergleichsparameter „tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast" einmal für die Ebenen Hoch- und Mittelspannung und einmal für Mittel- und Niedrigspannung erhoben. Dadurch kann die Versorgungsaufgabe genauer, etwa im Hinblick auf die Art der zu versorgenden Kunden, abgebildet werden.

### 12.2 Auswahl der Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.2)

258 Tenorziffer 8.2 trifft Vorgaben zur Auswahl der Vergleichsparameter.

259 Nach Satz 1 erfolgt die Auswahl mit ingenieurwissenschaftlichen und statistischen Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen. Dies stellt keine inhaltliche Änderung gegenüber der bisherigen Regelung in § 14 Abs. 3 Satz 7 ARegV dar, wonach die Auswahl mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden erfolgen soll. Durch die Formulierung „ingenieurswissenschaftliche und statistische Methoden" werden die bisherigen Vorgaben lediglich inhaltlich konkretisiert. Durch eine Kombination dieser sich wechselseitig ergänzenden Ansätze soll gewährleistet

[31] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 13 Rn. 48.

ENTWURF

werden, dass die Anforderungen an die Vergleichsparameter nach Tenorziffer 8.1 erfüllt werden.

260 Ingenieurswissenschaftliche Untersuchungen zur Auswahl von Vergleichsparametern können im Wesentlichen auf analytischen Kostenmodellen basieren. Mit diesen Modellen können grundsätzliche Wirkungszusammenhänge zwischen Netz und Kosten aufgezeigt und quantifiziert werden. Konkret dienen sie der Ermittlung des erforderlichen Mindestbestands an Netzanlagen zur Versorgung der Gaskunden in einem betrachteten Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung und der damit verbundenen Netzkosten.[32] Relevante analytische Kostenmodelle sind dabei die Modellnetzanalyse und die Referenznetzanalyse. Die Modellnetzanalyse verfolgt einen abstrahierenden Ansatz und basiert auf der Annahme homogener Versorgungsgebiete. Mit der Referenznetzanalyse können dagegen konkrete und realisierbare Netze für gegebene Versorgungsgebiete entworfen werden. Sie ist ein Optimierungsverfahren zur Ermittlung von modellhaften Netzstrukturen und Anlagenmengengerüsten, die unter den bestehenden Randbedingungen, insbesondere der Notwendigkeit des Betriebs eines technisch sicheren Netzes, ein optimales Verhältnis von Kosten und netzwirtschaftlichen Leistungen aufweisen. Im Rahmen von ingenieurswissenschaftlichen Analysen können zudem auch Expertenwissen (z. B. durch Expertenbefragungen) und internationale Regulierungserfahrungen berücksichtigt werden.

261 Die Durchführung statistischer Analysen im Rahmen der Auswahl der Vergleichsparameter stellt sicher, dass die Bedeutung der Parameter auf Basis von Unternehmensdaten und durch die Verwendung geeigneter Verfahren empirisch belegt wird. Dazu können verschiedene Verfahren verwendet werden. Insbesondere erfolgt die Auswahl der Parameter unter Berücksichtigung der statistischen Signifikanz einzelner Parameter, der Korrelation der Parameter, des gemeinsamen Einflusses mehrerer Parameter sowie geeigneter statistischer Informationskriterien – wie

[32] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 13 Rn. 64.

ENTWURF

beispielsweise dem Akaike Informationskriterium (AIC) oder dem Bayesschen Informationskriterium (BIC). Es können darüber hinaus weitere, adäquate und anerkannte statistische Verfahren berücksichtigt werden.

262 Entgegen der in einigen Stellungnahmen vorgetragenen Ansicht, statistische Kriterien bei der Modellauswahl weniger strikt zu berücksichtigten und im Gegenzug ingenieurswissenschaftlichen Überlegungen stärker zu gewichten, hält die Beschlusskammer weiterhin an einer gleichberechtigten Verwendung ingenieurswissenschaftlicher und statistischer Methoden fest. Denn die Anforderungen der Tenorziffer 8.1 Satz 2, solche Vergleichsparameter zu ermitteln, die einen belastbaren Effizienzvergleich ermöglichen, können nur durch eine Kombination der Methoden erfüllt werden, da diese – wie dargestellt – unterschiedliche Zwecke erfüllen. Keiner der Ansätze kann den Zweck des anderen ersetzen. So ist das Hauptziel der ingenieurswissenschaftlichen Überlegungen, die Wirkungszusammenhänge von sich ändernden Rahmenbedingungen auf die Dimensionierung, Struktur, den Betriebsmitteleinsatz und die Kosten zu erklären. Der vorrangige Zweck statistischer Methoden ist es, die empirische Tauglichkeit der Erkenntnisse der ingenieurswissenschaftlichen Überlegungen zu testen und anhand geeigneter statistischer und ökonometrischer Verfahren darauf aufbauend einen belastbaren Effizienzvergleich durchzuführen und unverzerrte Effizienzwerte zu ermitteln.

263 In Stellungnahmen wurde auch Kritik an der Verwendung der Kriterien der Signifikanz des Ineffizienzterms sowie der Multikollinearität geäußert. Die Beschlusskammer hält hingegen auch die Anwendung des Kriteriums der Signifikanz des Ineffizienzterms bei der Auswahl der Vergleichsparameter bzw. Modellbildung weiterhin für sachgerecht. Denn letztendlich ist es für die Ermittlung belastbarer Effizienzvergleichsmodelle und Effizienzwerte unerlässlich, dass die SFA mit einer hinreichend hohen statistischen Vertrauenswahrscheinlichkeit zwischen Ineffizienz und Rauschen zu unterscheiden vermag. Dies deshalb, weil Modelle mit einem nicht signifikanten Ineffizienzterm eine hohe statistische Unsicherheit hinsichtlich dieser Unterscheidung aufweisen. Die Auswahl der Vergleichsparameter und die Parametrierung des Effizienzvergleichsmodells hat aber so zu erfolgen, dass das Modell die effizienten Kosten möglichst genau beschreibt, damit daraus belastbare Effizienzwerte berechnet

ENTWURF

werden können. Zudem soll im Einklang mit den früheren Effizienzvergleichen weiterhin versucht werden, den Grad der Multikollinearität so weit als möglich zu begrenzen, um z. B. eine ganz oder teilweise wiederholende Wirkung von Vergleichsparametern zu verhindern. Im Zusammenhang mit dem Erfordernis der Vollständigkeit eines Effizienzvergleichsmodells kann aber ein gewisser Grad an Multikollinearität unausweichlich sein.

264 In Satz 2 ist bestimmt, dass die Auswahl der Vergleichsparameter auch bei der – hier vorgesehenen – Anwendung mehrerer Methoden zur Effizienzmessung auf einer einheitlichen Kostentreiberanalyse basieren soll.

265 Die Regelung in Satz 3 der Tenorziffer legt fest, dass eine Auswahl mit statistischen Methoden unter Berücksichtigung der standardisierten Aufwandsparameter und der nicht standardisierten Aufwandsparameter erfolgen soll. Auf diese Weise wird klarstellend die bisherige Praxis verankert. Denn die ARegV konnte im Hinblick darauf derart interpretiert werden, dass eine Auswahl der Vergleichsparameter anhand der standardisierten Gesamtkosten erfolgt und die derart ermittelten Vergleichsparameter unverändert in einem Gesamtkosteneffizienzvergleich Anwendung finden (vgl. § 12 Abs. 4a Satz 2 ARegV: „Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ermittelten Vergleichsparameter bleiben unverändert.“).

### 12.3 Einheitliche Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.3)

266 Tenorziffer 8.3 regelt, dass für die verschiedenen Effizienzvergleichsmethoden gleiche Vergleichsparameter Anwendung finden. Soweit in einigen Stellungnahmen gefordert worden war, unterschiedliche Vergleichsparameter für beide Methoden anzuwenden, so erscheint dies interessengeleitet und nicht methodisch. Die Beschlusskammer hält an der Verwendung gleicher Parameter fest. Denn Vergleichsparameter dienen allein der Abbildung der Versorgungsaufgabe der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber. Diese Versorgungsaufgabe wird jedoch nicht davon beeinflusst, welche Methode zur Effizienzmessung verwendet wird. Auch die bisherige Regelung in § 13 Abs. 3 Satz 1 ARegV sah lediglich vor, dass die Vergleichsparameter „die Versorgungsaufgabe“, mithin nur eine einheitliche Versorgungsaufgabe für beide Methoden, beschreiben sollten. Die Durchführung einer einheitlichen

ENTWURF

Kostentreiberanalyse und Verwendung einheitlicher Vergleichsparameter wurde dabei von der Rechtsprechung bestätigt.[33]

267 Davon zu unterscheiden ist es, für die angewandten Effizienzvergleichsmethoden sachgerechte Kombinationen bzw. Transformationen der Vergleichsparameter, d. h. unterschiedliche Parameterspezifikationen, zuzulassen. So können Besonderheiten und mögliche methodische Restriktionen der einzelnen Effizienzvergleichsmethoden angemessen berücksichtigt werden. Bereits im Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung 2014 wurde ausgeführt, dass sich gezeigt habe, dass durch die Verwendung bestimmter Parameterspezifikationen (Wachstumsraten, Verhältniszahlen zweier Parameter oder Dichteparameter) strukturelle Unterschiede oftmals besser abgebildet werden als durch die Verwendung absoluter Größen.[34] Die Bundesnetzagentur wird daher bei der Durchführung des Effizienzvergleichs für die einzelnen Effizienzvergleichsmethoden methodisch zulässige Parameterkombinationen bzw. -transformationen verwenden, wenn diese sich als besser geeignet erweisen.

### 12.4 Strukturelle Vergleichbarkeit und Heterogenität (Tenorziffer 8.4)

268 Tenorziffer 8.4 trifft Vorgaben zur Herstellung der strukturellen Vergleichbarkeit und Abbildung der Heterogenität bei der Auswahl der Vergleichsparameter und der Durchführung des Effizienzvergleichs im Übrigen.

269 Satz 1 der Tenorziffer gibt vor, dass durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden sollen. Dies trägt der unionsrechtlichen Vorgabe in Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO Rechnung. Danach sind Netzkosten nur anerkennungsfähig, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Diese

[33] Vgl. OLG Düsseldorf Beschluss vom. 12.05.2022 – 5 Kart 3/21 (V), Rn. 146 f.
[34] BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung (2015), S. 269.

ENTWURF

Vorgabe wurde durch § 21a Abs. 1 Satz 6 1. HS EnWG ins nationale Recht umgesetzt. Dieser regelt, dass die Effizienzvorgaben objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen sollen. Im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG wird dies insofern konkretisiert, als dass die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen" zu berücksichtigen sind.

270 Zudem ist die Herstellung der strukturellen Vergleichbarkeit vor und bei der Durchführung des Effizienzvergleichs rechtlich geboten. Es dürfen nicht solche Netze miteinander verglichen werden, die aufgrund grundlegend unterschiedlicher Eigenschaften oder Rahmenbedingungen schlechterdings nicht miteinander vergleichbar sind. Die strukturelle Vergleichbarkeit ist nicht mehr gegeben, wenn Teile der Netzbetreiber gänzlich unterschiedliche Versorgungsaufgaben wahrnehmen und sich dadurch als objektiv abgrenzbare Gruppe darstellen. Dies wurde in der Vergangenheit etwa für sogenannte Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet angenommen. Wird die strukturelle Vergleichbarkeit nicht hergestellt, kann dies zu einer Verzerrung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs führen.

271 Weiterhin soll die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber angemessen abgebildet werden. Eine solche Heterogenität kann sich dabei dergestalt äußern, dass Netzbetreiber zwar vergleichbare Versorgungsaufgaben wahrnehmen, aber von unterschiedlichen strukturellen Einflussfaktoren betroffen sind oder aber sich im Rahmen der Transformation der Netze in unterschiedlichen Stadien befinden. Dies wurde im Rahmen des Branchendialogs sowie des Vertiefungstermins als Heterogenitätsstufen zwei und drei benannt. Sind die Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber hingegen nicht mehr vergleichbar, ist die strukturelle Vergleichbarkeit womöglich nicht mehr über die Vergleichsparameter, sondern über die in Satz 3 genannten Vorgehensweisen herzustellen.

272 Im Rahmen des Satzes 2 sind die Unterschiede zwischen Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen. Dies hat den Hintergrund, dass bei Gasversorgungsnetzen regelmäßig keine vollständige Erschließung der Versorgungsgebiete vorliegt und der Anschlussgrad in erschlossenen Gebieten gering ist, d. h. nicht alle potentiell

ENTWURF

anschließbaren Gebäude tatsächlich angeschlossen sind.[35] Dementsprechend ist der Anschlussgrad in neu erschlossenen Gebieten oft wesentlich geringer ist als im bestehenden Versorgungsgebiet.[36] Dennoch werden Leitungen an noch nicht erschlossene, potentiell anschließbare Gebäude, entlang verlegt.[37]

273 Satz 3 trifft Regelungen für den Fall, dass die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber bei Vorliegen grundsätzlich unterschiedlicher Versorgungsaufgaben durch die Auswahl der Vergleichsparameter im Hinblick auf einige an dem Effizienzvergleichsverfahren teilnehmende Netzbetreiber nicht abgebildet werden kann. Im Rahmen des Branchendialogs und des Vertiefungstermins wurde dies als erste Stufe der Heterogenität bezeichnet. Das Vorliegen von Besonderheiten einzelner Netze aufgrund ihrer Versorgungsaufgabe oder anderer objektiver Umstände führt allerdings noch nicht zu einem Verbot eines gemeinsamen Effizienzvergleichs. Die Durchführung eines gesonderten Effizienzvergleichs für bestimmte Arten von Netzen ist vielmehr nur dann zwingend erforderlich, wenn solche Besonderheiten durch eine geeignete Ausgestaltung eines gemeinsamen Effizienzvergleichs nicht angemessen berücksichtigt werden können.[38]

274 Hinsichtlich der methodischen Vorgehensweise bei der Berücksichtigung einer Heterogenität der Versorgungsaufgabe steht der Bundesnetzagentur ein Spielraum zu.[39] In Satz 3 der Tenorziffer sind verschiedene Methoden zur Abbildung der Heterogenität als Regelbeispiele vorgegeben. Darüber hinaus können mithin noch andere Methoden zur Anwendung kommen. Die Auswahl der für den konkreten Effizienzvergleich zu verwendenden Methoden bleibt nach dem Satz 4 den Einzelfestlegungen für die jeweilige Regulierungsperiode überlassen. Denn es kann erst anhand der für die jeweilige Regulierungsperiode vorliegenden Daten empirisch geprüft werden, ob objektiv abgrenzbare Gruppen tatsächlich vorliegen und auf welche

[35] BerlKommEnergieR/Breßlein, 4. Aufl. 2018, ARegV § 13 Rn. 17.
[36] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 154 Rn. 716.
[37] BerlKommEnergieR/Breßlein, 4. Aufl. 2018, ARegV § 13 Rn. 17.
[38] Vgl. BGH, Beschluss vom 12.06.2018 – EnVR 53/16, NJOZ 2019, 475 Rn. 45.
[39] Vgl. BGH Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 44/22, Rn. 66.

ENTWURF

Weise die Heterogenität für diese am besten abgebildet werden kann. Insbesondere im Hinblick auf die Transformation der Gasnetze ist die Entwicklung der strukturellen Vergleichbarkeit der Netze aktuell noch nicht absehbar. Das Gutachten zur künftigen Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber hält es insoweit etwa für möglich, dass künftig Netzbetreiber im Abwicklungsbetrieb eine neue objektiv abgrenzbare Gruppe darstellen könnten.[40]

275 Als Regelbeispiele sind in Satz 3 die Herstellung der Vergleichbarkeit über die Herausnahme der betroffenen Netzbetreiber (Nr. 1) und die Modifikation der Ausreißeranalyse (Nr. 2) benannt.

276 Die Heterogenität der Netzbetreiber kann nach Regelbeispiel Nummer 1 abgebildet werden, indem Netzbetreiber, die eine zu den anderen Netzbetreibern prinzipiell unterschiedliche Versorgungsaufgabe aufweisen, vor dem Effizienzvergleich (d. h. konkret vor dem Schritt der Kostentreiberanalyse) aus dem Datensatz entfernt werden. So gehen nur strukturell vergleichbare Unternehmen in die Modellbildung ein.

277 Gemäß Regelbeispiel Nummer 2 kann durch eine geeignete Modifikation der Ausreißeranalyse (vgl. Tenorziffer 13) verhindert werden, dass Netzbetreiber, die eine zu den anderen Netzbetreibern prinzipiell unterschiedliche Versorgungsaufgabe aufweisen, eine für andere Netzbetreiber nicht erreichbare Effizienzgrenze aufspannen. Dies kann beispielsweise durch die zusätzliche Durchführung einer sogenannten Gruppendominanzanalyse geschehen, bei der eine objektiv abgrenzbare Gruppe von Netzbetreibern hinsichtlich der Frage überprüft werden kann, ob diese Gruppe für den überwiegenden Teil der Beobachtungen als Effizienzmaßstab gelten würde. Allerdings gehen hierbei alle Netzbetreiber in die Modellbildung mit ein.

278 Sofern für eine objektiv abgrenzbare Gruppe von Netzbetreibern mit grundsätzlich unterschiedlicher Versorgungsaufgabe die Heterogenität der Aufgaben nicht durch die Auswahl der Vergleichsparameter abgebildet werden kann, kann im Rahmen der DEA-Ausreißeranalyse eine Gruppendominanzanalyse durchgeführt werden, bei der

[40] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 102.

ENTWURF

überprüft wird, ob diese Gruppe für den überwiegenden Teil des Datensatzes für die DEA als Effizienzmaßstab und somit als dominant gelten würde. Wenn die besagte Gruppe als dominant identifiziert wird, stellt sich die Frage, welche Effizienzwerte für die einzelnen Netzbetreiber dieser dominanten Gruppe anzusetzen sind. Geht man von der These aus, dass die Netzbetreiber der dominanten Gruppe nicht alle gleichermaßen effizient sind und damit nicht einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten sollten, kommen u. a. folgende Möglichkeiten für die Effizienzwertermittlung der Netzbetreiber der dominanten Gruppe in Betracht:[41]

1. Nachträgliche DEA-Bewertung – Es könnte eine DEA ausschließlich auf Basis der dominanten Gruppe durchgeführt und somit Effizienzwerte für die Netzbetreiber der dominanten Gruppe ermittelt werden. Bei der Herleitung der Modellspezifikation könnte ausschließlich auf ingenieurwissenschaftliche Überlegungen zurückgegriffen werden.
2. Ausschließliches Abstellen auf die Effizienzwerte der SFA bei der Abrechnungsmethode.
3. Skalierung der Effizienzwerte – Hier könnte es sich anbieten, dass alle Supereffizienzwerte der Netzbetreiber der dominanten Gruppe aus der Supereffizienzanalyse durch den höchsten Supereffizienzwert der Netzbetreiber der dominanten Gruppe, der sich ohne Ausreißer ergibt, dividiert werden. Sind für Netzbetreiber keine Supereffizienzwerte vorhanden, können diese nachträglich ermittelt werden.

## 13. Methoden (Tenorziffer 9)

### 13.1 Methoden für den Effizienzvergleich

279 Der bundesweite Effizienzvergleich wird von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der Tenorziffer 9 durchgeführt. Als Methoden zur

[41] Frontier Economics (2024): Implikationen der BGH Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22 für den EVG4, Kurzgutachten für die Bundesnetzagentur .Implikationen der BGH Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22 für den EVG4, Datenstand: 19. September 2024, Aktualisierung durch die Bundesnetzagentur.

ENTWURF

Durchführung des Effizienzvergleichs werden gemäß Tenorziffer 9.1 DEA und SFA beibehalten. Die Bundesnetzagentur hat bei der konkreten Umsetzung stets die Möglichkeit, auch andere Methoden auf ihre Geeignetheit hin zu überprüfen, um dem Erfordernis eines Handelns nach dem Stand der Wissenschaft Rechnung zu tragen.

280 Die DEA wird in Tenorziffer 9.2 definiert. Sie 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. Aus den Daten aller Netzbetreiber wird dabei eine Effizienzgrenze bestimmt. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze ermittelt. Dabei bildet das Unternehmen den effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Der Effizienzmaßstab leitet sich aus den übermittelten Daten aller in den Effizienzvergleich einbezogenen Netzbetreiber ab und bildet bildlich gesprochen eine effiziente mehrdimensionale Hülle. Die zu 100 Prozent effizienten Unternehmen befinden sich auf dieser Hülle. Für die übrigen Unternehmen errechnet sich ihr Effizienzwert aus dem relativen Abstand zu dieser effizienten Hülle.[42]

281 Die SFA wird in Tenorziffer 9.3 definiert. Sie ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Die Effizienzgrenze wird durch eine Funktion, welche die effizienten Kosten in Abhängigkeit der Vergleichsparameter abbildet, geschätzt. Mittels einer Regressionsanalyse wird in der SFA ein statistischer Zusammenhang zwischen Kosten und Kostentreibern (Vergleichsparametern) identifiziert und die Stärke dieses Zusammenhangs ermittelt.[43] Dabei werden gemäß Satz 2 die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte

[42] BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 46.
[43] BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 47.

ENTWURF

Restkomponente zerlegt. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Ineffizienz wird durch die Restkomponente abgebildet (vgl. Satz 3).

282 Der Störterm wird in der SFA wie in den meisten Regressionsmodellen als normalverteilt angenommen, während für die Restkomponente bzw. Ineffizienz eine halbnormale, exponentielle, gestutzte oder Gamma-Verteilung infrage kommt. Die Wahl der Verteilungsannahme für die Ineffizienz bzw. des Ineffizienzterms bleibt einer Einzelfestlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG überlassen. Hierbei können die unterschiedlichen Verteilungen der Ineffizienz hinsichtlich ihres Einflusses auf die Modellgüte oder der Korrelation mit den DEA-Effizienzwerten untersucht werden.

283 Durch die Frontier-Ansätze der Methoden wird die Effizienzgrenze, d. h. der Referenzwert, ab dem ein Netzbetreiber als effizient gilt, nicht absolut, sondern relativ in Abhängigkeit von dem jeweiligen Frontier-Unternehmen (DEA) bzw. den effizienten Kosten (SFA) bestimmt. Methodisch möglich wäre zwar auch eine Orientierung am durchschnittlichen Effizienzwert. Für die Beibehaltung des Frontier-Ansatzes sprechen jedoch ökonomische Erwägungen. Denn bei Zugrundelegung des Durchschnitts würde ca. die Hälfte der Unternehmen keine oder negative effizienzbedingte Vorgaben erhalten, obwohl davon ausgegangen werden kann, dass Unternehmen, die lediglich den Durchschnitt geschlagen haben, noch erhebliche Potenziale haben, ihre Effizienz zu steigern. Dies ergibt sich bereits daraus, dass bei Zugrundelegung des Durchschnitts auch die ineffizientesten Unternehmen den Vergleichsmaßstab mitbestimmen würden.[44] Die Beibehaltung der Frontier-Methoden entspricht daneben auch den gesetzlichen Vorgaben. Denn es ergibt sich bereits aus dem Wortlaut des § 21a Abs. 1 Satz 1 EnWG, dass Entgelte für den Netzzugang der Betreiber von Energieversorgungsnetzen auch durch eine Methode bestimmt werden können, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. Auch werden nach § 21 Abs. 2

[44] Vgl. BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG , S. 35 Rn. 113.

ENTWURF

Satz 1 EnWG die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter anderem unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung, gebildet. Somit sieht das Gesetz vor, dass die Kosten eines effizienten – und nicht etwa eines durchschnittlichen – Netzbetreibers den Referenzwert bilden sollen.[45]

284 Die Beibehaltung der Methoden entspricht der gesetzlichen Vorgabe der Einhaltung des Stands der Wissenschaft (§§ 21 Abs. 3 Satz 2, 21a Abs. 2, 73 Abs. 1b Satz 2 EnWG). Die an die Bundesnetzagentur im Rahmen des unbestimmten Rechtsbegriffes des Stands der Wissenschaft gestellten Anforderungen hat die Rechtsprechung (hinsichtlich der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 Abs. 3 Satz 1 ARegV) wie folgt definiert: Die Bundesnetzagentur müsse ermitteln, welche wissenschaftlich anerkannten Verfahren grundsätzlich in Betracht kämen und deren jeweilige Vor- und Nachteile gegeneinander abwägen, ohne dass sie vor der Entscheidung für eine bestimmte Methode alle möglicherweise geeigneten, in der Wissenschaft diskutierten Verfahren und Modelle umfassend aufarbeiten und in allen Einzelheiten auf ihre Anwendbarkeit, die konkrete Modellierbarkeit, die Verlässlichkeit und die Robustheit danach zu gewinnender Ergebnisse überprüfen müsste.[46] Aus dem Gebot des § 9 Abs. 3 Satz 1 ARegV, den Produktivitätsfaktor nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln, folge, dass die Bundesnetzagentur, ohne dass sie jede wissenschaftliche Mindermeinung zwingend zu berücksichtigen hätte, sich am anerkannten Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis zu orientieren habe.[47]Die Existenz anerkannter fachwissenschaftlicher Maßstäbe und Methoden sei dabei eine von der jeweiligen Fachwissenschaft zu beantwortende Tatsachenfrage, die dem Sachverständigenbeweis zugänglich sei.[48]

[45] Vgl. BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG , S. 36 Rn. 118 f.
[46] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, 3 Kart 128/19 (V), Rn. 57.
[47] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S.37.
[48] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S.37.

ENTWURF

285 Die Beurteilung, ob die Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechen, muss daher anhand allgemeiner sowie statistisch-ökonometrischer Maßstäbe und Methoden erfolgen. Die allgemeinen Maßstäbe umfassen neben inhaltlichen auch formelle Mindestanforderungen.[49] Solche wurden durch anerkannte wissenschaftliche Institutionen wie der Max-Planck-Gesellschaft oder der Deutschen Forschungsgemeinschaft in Leitlinien zur Sicherung guter wissenschaftlichen Praxis definiert. Dort sind als allgemeine Regeln wissenschaftlicher Arbeit insbesondere die Beachtung der fachspezifischen Regeln im Hinblick auf die Datengewinnung, -auswahl und -bearbeitung, die Sicherung und Aufbewahrung dieser Daten sowie die Dokumentation der Forschungsergebnisse und angewandten Verfahren verankert.[50] Zudem zeichne sich gutes wissenschaftliches Arbeiten durch eine Skepsis gegenüber eigenen Ergebnissen und ein Bewusstsein für mögliche Fehldeutungen aufgrund eigener Interessen und Motivationen aus.[51] Wissenschaftliche Ergebnisse könnten etwa durch ihre Reproduzierbarkeit überprüft werden.[52] Die nach dem Stand der Wissenschaft anzuwendenden statistisch-ökonometrischen Maßstäbe und Methoden entsprechen den unter 12.2 genannten statistischen Merkmalen.

286 Die Entscheidung der Beschlusskammer resultiert insbesondere aus den durch den Wissenschafts- und Branchendialog sowie durch Evaluierung der Effizienzvergleiche der vergangenen Regulierungsperioden gewonnenen Erkenntnissen. Die Methoden sind etablierte Verfahren mit Entwicklungspotenzial. Sie sind in Branche und Wissenschaft anerkannt[53] und finden seit nunmehr vier Regulierungsperioden Anwendung. Auch das von der Beschlusskammer in Auftrag gegebene Gutachten bestätigt, dass die Methoden dem aktuellen Stand der Wissenschaft entsprechen.[54]

[49] Vgl. Rosin/Bourazeri, RdE 2021, 248, 256.
[50] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009, S. 2.
[51] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009 S. 2.
[52] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009 S. 2.
[53] Vgl. etwa Frontier Economics 12 OCTOBER 2023 – BENCHMARKING TECHNIQUES AND PRACTICES, S. 108.
[54] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 74

ENTWURF

International ist die Anwendung dieser beiden Methoden weit verbreitet. Auch wurden die Anwendung und Ausgestaltung der Methoden höchstrichterlich bestätigt.[55]

287 Zwar finden international auch andere Methoden Anwendung. Zum einen begründet jedoch nach der Rechtsprechung allein der Verweis darauf, dass einzelne ausländische Regulierungsbehörden methodisch anders vorgegangen sind, noch nicht die Annahme, dass eine Auswahlentscheidung der Bundesnetzagentur nicht dem Stand der Wissenschaft entspricht.[56] Zum anderen werden neuere Methoden (wie z. B. StoNED) insgesamt noch nicht häufig verwendet, sodass es an hinreichenden Erfahrungswerten fehlt. Auch der im Vorfeld der Festlegung durchgeführte Wissenschaftsdialog hat keine Erkenntnisse geliefert, die eindeutig für die Anwendung solcher neuen Methoden sprächen. Der Experte Prof. Dr. Per Agrell sprach sich in seinem Vortrag[57] im Zuge des Wissenschaftsdialogs für eine Auswahl der Methoden anhand der Kriterien Geeignetheit (Feasibility), Neutralität (Neutrality), Robustheit gegenüber Datenfehlern (Robustness (to data errors)) und Reproduzierbarkeit (Repeatability, d. h. die Berechnung kann mit genau denselben Ergebnissen von einer anderen Gruppe ebenso qualifizierter Analytiker wiederholt werden) aus. Anhand dieser Kriterien wurden mehrere Methoden geprüft. Der Vortrag verdeutlichte, dass keine Methode allen Kriterien gleichermaßen gerecht wird.

288 Die Verwendung der DEA hat einige Vorteile. So kann sie auch für eine kleine Stichprobe angewendet werden. Sie trifft keine Annahmen über funktionelle Zusammenhänge zwischen Aufwand und Leistung und weist explizit die Peer-Unternehmen für jedes Unternehmen aus. Es handelt sich um ein vorsichtiges Verfahren, da nur strukturell vergleichbare Unternehmen verglichen werden und nur eine minimale Extrapolation, d. h. Schätzung anhand von vorhandenen Informationen, erfolgt. Zudem ist die DEA leicht nachvollziehbar und mit handelsüblichen

[55] Vgl. BGH, Beschluss vom 21.1.2014, EnVR 12/12, EnWZ 2014, 378 Rn. 36 ff.
[56] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S. 37.
[57] Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2024/09_2024/20240924_S2-2_Agrell-Applicability_and_effectiveness.pdf?__blob=publicationFile&v=4

ENTWURF

Programmen zur Berechnung des Effizienzvergleichs leicht rechenbar. Nachteilig ist jedoch, dass die DEA anfällig gegenüber Ausreißern ist. Dem kann jedoch durch Ausreißeranalysen entgegengewirkt werden (vgl. Tenorziffer 13). Die DEA erlaubt es zudem nicht, die statistische Signifikanz von Variablen zu testen. Die DEA kann die Effizienz von Unternehmen mit extremer Ausprägung bezüglich einer Kennzahl (Alleinstellung) überschätzen. Dadurch ist sie für strategisches Verhalten der Netzbetreiber anfällig, da diese durch Einfordern von „Alleinstellungsoutputs“ ihre Effizienzwerte erheblich verbessern können.

289 Auch die Verwendung der SFA hat Vor- und Nachteile: Vorteilhaft ist, dass die SFA weniger anfällig gegenüber Ausreißern ist. Auch können – im Gegensatz zu DEA – die Vergleichsparameter auf statistische Signifikanzen getestet werden. „Datenrauschen“ wird automatisch berücksichtigt. Nachteilig ist allerdings, dass dies dazu führen kann, dass Ineffizienzen als Datenrauschen ausgewiesen werden. Zudem muss bei der SFA eine funktionale Form zwischen Aufwand und Leistung ebenso festlegt werden wie eine Annahme hinsichtlich der Fehlerverteilung. Auch setzt sie eine große Stichprobe voraus. Insgesamt handelt es sich um ein komplexes Verfahren.

290 Die Methoden der DEA und SFA haben im Ergebnis jeweils Vor- und Nachteile. Auch die anderen in Betracht kommenden Methoden sind jedoch nicht frei von Nachteilen und vermögen es nicht, die Vorteile der DEA und SFA aufzuwiegen. Durch die komplementäre Verwendung der beiden Methoden werden durch die Kombination ihrer jeweiligen Vorteile die im Wissenschaftsdialog herausgestellten Voraussetzungen erfüllt.

291 Die Robustheit der Methode zur Effizienzwertbestimmung ist auch als gesetzliche Anforderung in § 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG verankert. Danach muss die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt. Dies ist dahingehend zu verstehen, dass die Verfahrensausgestaltung nicht willkürlich erfolgen darf, sondern den Stand der Wissenschaft zu beachten hat und die gefundenen

ENTWURF

Ergebnisse belastbar sein müssen.[58] Das ist in der Statistik insbesondere dann der Fall, wenn ein Testverfahren nicht sensibel auf Ausreißer reagiert.[59] Eine absolute Methodenrobustheit kann es bei statistischen Methoden nicht geben.[60] Die Vorgabe der Methodenrobustheit war auch nach der alten Rechtslage in § 21a Abs. 5 Satz 5 EnWG a. F. verankert. Dem wurde in der ARegV durch die komplementäre Verwendung der beiden Methoden DEA und SFA Rechnung getragen, wie sich bereits aus der Verordnungsbegründung ergibt.[61] Daraus kann gefolgert werden, dass die Verwendung dieser beiden Methoden den Robustheitsanforderungen genügt.

292 Die Beibehaltung der Methoden DEA und SFA wird vom Großteil der Netzbetreiber bzw. Branchenvertreter geteilt. Dies ergibt sich aus den im Laufe des Festlegungsverfahrens eingegangenen Stellungnahmen ebenso wie aus den Beiträgen der Branche im Rahmen des Branchendialogs.

### 13.2 Skalenerträge (Tenorziffer 9.4)

293 Tenorziffer 9.4 trifft eine Regelung zu Skalenerträgen bei Anwendung der Methoden im Sinne der Tenorziffern 9.2 und 9.3. Dadurch wird die Regelung in Nummer 4 der Anlage 3 zu § 12 ARegV fortgesetzt bzw. erweitert.

294 Die Wahl der unterstellten Form der Skalenerträge wirkt sich auf die Form der Effizienzgrenze und damit auf den Zusammenhang zwischen der Größe und der Effizienz eines Netzbetreibers aus.[62]

295 Dabei ist zwischen nicht-fallenden, nicht-steigenden, variablen und konstanten Skalenerträgen zu differenzieren. Die Anwendung nicht-fallender Skalenerträge dient vom Grundsatz her dem Schutz der relativ kleinen der am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreiber. Ineffizienzen aufgrund einer zu kleinen Unternehmensgröße werden hierbei aus der Effizienzbewertung ausgeschlossen. Nicht-steigende Skalenerträge

[58] Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, 2. Aufl. 2019, EnWG § 21a Rn. 201.
[59] OLG Schleswig Beschluss vom 2.10.2014 – 16 Kart 3/13.
[60] BeckOK EnWG/Grüner, 13. Ed. 1.12.2024, EnWG § 21a Rn. 28.
[61] BR-Drucksache 417/07, S. 54.
[62] BerlKommEnergieR/Breßlein, 4. Aufl. 2018, ARegV § 12 Rn. 14.

ENTWURF

schützen dagegen große Netzbetreiber. Sollen Ineffizienzen aus unterschiedlichen Unternehmensgrößen aus der Effizienzbewertung ausgeschlossen werden, wären variable Skalenerträge anzuwenden. Werden konstante Skalenerträge unterstellt, hat die Unternehmensgröße keinen Einfluss auf die Effizienz. Eine Verdopplung der Inputs führt zu einer Verdopplung des Outputs.[63]

296 Die Beschlusskammer hat sich für die Verwendung konstanter Skalenerträge (constant returns to scale – crs) bei der Durchführung der DEA und SFA entschieden. Skalenerträgen sind dabei Kosteneffekte, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden.[64]

297 Die Verwendung konstanter Skalenerträge bildet die Position der Beschlusskammer am besten ab. Sie ist der Ansicht, dass ihr einerseits nicht der Schutz bestimmter Unternehmensgrößen obliegt, wie er durch die vorgenannten anderen Formen der Skalenerträge erfolgt. Insbesondere wird der Unternehmensgröße bei sehr kleinen und kleinen Netzbetreibern bereits hinreichend über die Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren Rechnung getragen. Daher besteht mit Blick auf diese Netzbetreiber keine Notwendigkeit, die Unternehmensgröße im Effizienzvergleich gesondert zu berücksichtigen. Andererseits ist aus Sicht der Beschlusskammer auch das Ergebnis, dass aus Unternehmensgrößen resultierende Ineffizienzen zu Lasten der Netzkunden nicht abgebaut werden, unsachgemäß. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der unionsrechtlichen Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO). Dies hat zur Folge, dass ineffiziente Kostenansätze nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden dürfen.

298 Wie von Teilen der Branche gefordert, kann die Form der Skalenerträge zwar auch empirisch ermittelt werden. Es wird argumentiert, dass die Annahme falscher Skalenerträge zu verzerrten Schätzungen der technischen Effizienz führen würde, da

[63] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 12 Rn. 58.
[64] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 12 Rn. 58.

ENTWURF

technische Effizienz mit Skaleneffekten vermischt werde. Diese Argumentation ist allerdings nur korrekt, wenn unterstellt wird, dass nicht die Größeneffizienz auch abgebaut werden soll. Sollen sich allerdings die Ineffizienzen aufgrund der Unternehmensgröße im Effizienzwert niederschlagen, sind konstante Skalenerträge anzulegen. Wie oben ausgeführt wird, ist die Bundesnetzagentur, wie z. B. E-Control[65] auch, aber der Auffassung, dass ihr der Schutz von bestimmten Unternehmensgrößen nicht obliegt. Ineffizienzen sind daher aufgrund suboptimaler Unternehmensgrößen abzubauen. In den Stellungnahmen wurde teilweise vorgetragen, der Einbezug von Skaleneffekten in die Effizienzvorgaben führe zu unerreichbaren Effizienzvorgaben. Dem ist entgegen zu halten, dass – konträr zur Meinung von Teilen der Branche – Größenineffizienzen durch unternehmerische Entscheidungen abgebaut werden können. Dem steht auch nicht entgegen, dass die optimale Größe und somit die Größenineffizienz eines Netzbetreibers je Periode und Modell neu anhand der Daten ermittelt wird. Denn dies trifft ebenso auf die technische Effizienz zu. Jeder neue Effizienzvergleich kann allein durch die Zusammensetzung der am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber und Ausgestaltung des Modells schon zu Verschiebungen bei den Effizienzwerten führen, da es sich um ein relatives, d. h. von den teilnehmenden Netzbetreibern abhängiges Verfahren handelt.

299 In Tenorziffer 9.4 ist – anders als in der bisherigen Regelung in Nummer 4 der Anlage 3 zu § 12 ARegV – nunmehr auch die Anwendung konstanter Skalenerträge bei der SFA vorgesehen, soweit dies methodisch möglich ist. Es sind keine Gründe ersichtlich, die eine diesbezüglich grundsätzlich andere Vorgehensweise bei der Durchführung der SFA als bei der Durchführung der DEA rechtfertigen würden. Die vorangegangenen Argumente gelten gleichermaßen auch für die SFA. Die Beschlusskammer hat sich bewusst für die Anwendung der beiden Effizienzvergleichsmethoden entschieden, um die Vorteile beider Methoden zu nutzen und die jeweiligen Nachteile gegenseitig auszugleichen. Für die beiden Methoden sollen daher auch grundsätzlich die gleichen

[65] E-Control (2023): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2024 - 31. Dezember 2028, 31. Oktober 2023.

ENTWURF

Regelungen gelten, da andernfalls die Vorteile der jeweiligen Methode verwässert würden und keine ceteris paribus Betrachtung mehr gegeben wäre. Indem konstante Skalenerträge nunmehr auch für die SFA grundsätzlich unterstellt werden, wird lediglich die bisherige Praxis der Bundesnetzagentur verankert. Denn soweit dies möglich war, wurden auch bei der SFA bereits in der Vergangenheit konstante Skalenerträge unterstellt. Allerdings können bei der SFA methodische Erwägungen gegen eine Anwendung konstanter Skalenerträge sprechen. Das ist etwa dann der Fall, wenn kein Modell mehr ermittelt werden kann, welches ingenieurswissenschaftlichen Überlegungen oder statistischen Kriterien genügt.[66] Falls danach bei der SFA keine konstanten Skalenerträge zur Anwendung kommen können, wird der funktionalen Form der SFA keine zusätzliche Restriktion bzgl. der Skalenerträge auferlegt.

## 14. Verfahren (Tenorziffer 10)

300 Tenorziffer 10 trifft Regelungen zu den formellen Anforderungen an das Effizienzvergleichsverfahren. Danach sind sowohl bei der Ausgestaltung der Methoden als auch bei der Auswahl der Vergleichsparameter Vertreter der berührten Wirtschaftskreise rechtzeitig zu hören.

301 Das Vorgehen der Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung der Methoden sowie der Auswahl der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich soll ebenso wie die Rechenschritte und Ergebnisse für alle Beteiligten (Netzbetreiber, Behörden, Netznutzer) transparent und nachvollziehbar sein. Dies ergibt sich auch aus den unionsrechtlichen Vorgaben zur Transparenz, die etwa in Art. 78 Abs. 8 Gas-RL konkretisiert werden. Durch die transparente Gestaltung des Prozesses steigt die Akzeptanz der Ergebnisse des Effizienzvergleiches und des gesamten Regulierungssystems. Es lassen sich Rechtssicherheit und Überprüfbarkeit herstellen. Dazu ist einerseits eine frühzeitige Konsultation mit den berührten Wirtschaftskreisen und eine Transparenz der Methoden im Detail von besonderer Bedeutung. Auch nach

[66] Vgl. Frontier Economics et al. (2023): Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode), Gutachten im Auftrag der BNetzA, 17. Oktober 2023, S. 89 f.

ENTWURF

§ 67 Abs. 2 EnWG kann den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen in geeigneten Fällen die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben werden. Diese Formulierung wird für die Schritte des Effizienzvergleichs übernommen. Erfasst sind damit sowohl betroffene Wirtschaftskreise als auch Interessenvertreter der Netzkunden bzw. Verbraucher. Eine inhaltliche Änderung gegenüber den bisherigen Regelungen in §§ 12 Abs. 1 Satz 2, 13 Abs. 3 Satz 10 ARegV, die eine Anhörung „der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher“ vorsahen, ergibt sich demnach nicht.

302 Die Regelung betrifft allein das Verfahren der Bundesnetzagentur, sodass es sich nicht um eine Verfahrensvorschrift im Sinne des § 54 Abs. 3 Satz 7 EnWG handelt.

### 15. Kostenbasis (Tenorziffer 11)

303 Tenorziffer 11 ersetzt die bisherige Regelung in § 12 Abs. 4a ARegV. Sie legt fest, dass der Effizienzvergleich weiterhin jeweils auf Grundlage zweier Kostenbasen, namentlich den tatsächlichen Gesamtkosten (TOTEX) und den im Wege der Vergleichbarkeitsrechnung standardisierten Gesamtkosten (sTOTEX) durchgeführt wird. Damit trifft sie lediglich eine klarstellende Regelung, da die Anwendung von Aufwandsparametern mit und ohne Vergleichbarkeitsrechnung sich bereits aus der Regelung in den Sätzen 3 und 4 der Tenorziffer 6 ergibt.

### 16. Abrechnungsmethode (Tenorziffer 12)

304 Tenorziffer 12 regelt, auf welche Weise die durch die Anwendung der beiden unterschiedlichen Methoden DEA und SFA gemäß Tenorziffer 9 und unter Zugrundelegung der beiden Kostenbasen TOTEX und sTOTEX nach Tenorziffer 11 ermittelten vier Effizienzwerte zueinander ins Verhältnis gesetzt werden und auf diese Weise ein finaler individueller Effizienzwert ermittelt wird.

305 Bislang war in § 12 Abs. 3, 4a ARegV eine Bestabrechnung zwischen den vier Effizienzwerten (sog. Best-of-Four-Abrechnung) vorgesehen. Das heißt, dass für den jeweiligen Netzbetreiber der höchste der vier ermittelten Effizienzwerte zugrunde gelegt wurde. Dem lag seinerzeit die Idee zugrunde, dass keine der angewandten Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA eindeutig überlegen ist und die Anwendung beider Methoden im Sinne einer Bestabrechnung somit einen weiteren Schutz der

ENTWURF

Netzbetreiber vor übermäßig hohen Effizienzvorgaben darstellen sollte. Man muss allerdings berücksichtigen, dass neben dem Schutz der Netzbetreiber auch der Schutz der Netznutzer zu berücksichtigen ist.

306 Die Beschlusskammer hat erwogen, abweichend von der bisherigen Regelung auch bei den Methoden zu einer Durchschnittsbetrachtung überzugehen oder anstelle der Mittelwertbildung bei den Kosten eine Mittelwertbildung nur bei den Methoden vorzusehen. Dafür hätte gesprochen, dass selbstverständlich auch eine Mittelwertbildung ein geeigneter Sicherheitsmaßstab ist und eine Mittelwertbildung bei den Methoden die Stärken der beiden Methoden womöglich sogar noch deutlicher abbildet. Das Interesse der Netznutzer sicher davor geschützt zu sein, ineffiziente Kosten finanzieren zu müssen, hätte ein solches Vorgehen nahegelegt. Entsprechende Stellungnahmen in der Konsultation forderten dazu auf. Die Beschlusskammer wird sich beim heutigen Stand der Meinungsbildung gleichwohl für die nachfolgend skizzierte gegenüber den Netzbetreibern mildere Variante entscheiden. Dabei spielen verschiedene Gründe eine Rolle: So ist es angesichts der Änderungen im vereinfachten Verfahren vorstellbar, dass andere Unternehmen die Effizienzgrenze im Rahmen der DEA setzen. Die erstmalige Einbeziehung der volatilen Kosten lässt bei den Sicherungsmechanismen ebenfalls eine großzügigere Haltung vertretbar erscheinen. Auch die Verkürzung des Abbaupfades und der Verzicht auf eine Hochskalierung der Werte aus der SFA rechtfertigen es, die Stärken beider Methoden bei der Ermittlung von Ineffizienzen zu kombinieren.

307 Die Beschlusskammer beabsichtigt nach aktuellem Erkenntnisstand grundsätzlich eine modifizierte Bestabrechnung nach folgendem Schema anzuwenden:

308 In einem ersten Schritt werden für die beiden Methoden DEA und SFA unter Verwendung der tatsächlichen und der standardisierten Kosten nach Tenorziffer 11 insgesamt vier Effizienzwerte berechnet. In einem zweiten Schritt erfolgt eine Mittelwertbildung der beiden berechneten DEA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kosten sowie eine Mittelwertbildung der beiden berechneten SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kosten. Die Mittelwertbildung erfolgt in Form eines ungewichteten arithmetischen Mittels.

ENTWURF

$$EW^{DEA} = \frac{(DEA + sDEA)}{2} \text{ und } EW^{SFA} = \frac{(SFA + sSFA)}{2}$$

mit $EW^{DEA}$ Mittelwert der DEA-Effizienzwerte für tatsächliche und standardisierte Kosten

$EW^{SFA}$ Mittelwert der SFA-Effizienzwerte für tatsächliche und standardisierte Kosten

DEA DEA-Effizienzwert bei Ansatz tatsächlicher Kapitalkosten

sDEA DEA-Effizienzwert bei Ansatz standardisierter Kapitalkosten

SFA SFA-Effizienzwert bei Ansatz tatsächlicher Kapitalkosten

sSFA SFA-Effizienzwert bei Ansatz standardisierter Kapitalkosten

309 Schlussendlich wird von diesen beiden Mittelwerten der individuell beste Wert für den Netzbetreiber angesetzt.

$$EW_{mod}^{BO} = \max\{EW^{DEA}; EW^{SFA}\}$$

mit $EW_{mod}^{BO}$ Effizienzwert der modifizierten Bestabrechnung.

310 Die Entscheidung der Beschlusskammer beruht auf folgenden Erwägungen: Die ursprünglichen Argumente für die Best-of-Four-Abrechnung werden durch eine Durchschnittsbildung ebenso erfüllt. Auch durch diese lässt sich sicherstellen, dass die Vorteile der beiden Effizienzvergleichsmethoden zum Tragen kommen. Ebenso schützt auch ein Durchschnitt vor überzogenen Effizienzvorgaben.

311 Durch die gewählte Form der Abrechnung zwischen den ermittelten Effizienzwerten werden die Vorteile beider Effizienzvergleichsmethoden beibehalten. Die Kostenparameter fließen jedoch zu gleichen Teilen in den Effizienzwert ein.

312 Es ist nunmehr allerdings jeweils eine Mittelwertbildung über die mit der jeweiligen Methode, unter Zugrundelegung der unterschiedliche Kostenbasen ermittelten Effizienzwerte vorgesehen.

313 Entgegen des Vortrags in einigen Stellungnahmen kann nicht nur durch eine Bestabrechnung, sondern auch durch die gewählte Mittelwertbildung über die Kostenarten sichergestellt werden, dass nicht allein eine unterschiedliche Altersstruktur der Stichprobe zu einer unterschiedlichen Effizienzbeurteilung führt und Netzbetreiber mit „jüngeren Netzen“ benachteiligt werden. Denn auch durch die Mittelwertbildung sollen auf der Kostenseite die beiden Kostengrößen TOTEX und

ENTWURF

sTOTEX berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass unterschiedliche Alters- und Abschreibungseffekte weiterhin ausgeglichen werden.

314 Anders als bei einer Bestabrechnung über die Kostenarten soll jedoch keine Kostengröße allein den Effizienzwert bestimmen. Denn es kann keine der beiden Kostenpositionen als die sachlich „richtige“ oder allein maßgebliche bezeichnet werden. Auch soll damit kein Anreiz gesetzt werden, in einer einmal gewählten Investitions- und Abschreibungspraxis zu verharren. Zudem haben Analysen der Bundesnetzagentur gezeigt, dass sich durch die Mittelwertbildung individuelle Kostenerhöhungen eher in relativ niedrigeren Effizienzwerten als bisher niederschlagen, wodurch Fehlanreize vermieden werden können. Das bisherige Best-of Verfahren hat dazu geführt, dass die erwartete Wirkung der Anreizregulierung neutralisiert wurde. Sind hohe Kapitalkosten bisher als betriebsnotwendig durch die Kostenprüfung gekommen, haben sie sich dennoch nicht im Effizienzvergleich nachteilig niedergeschlagen, da dort eigenständig auch mit standardisierten Kosten gerechnet wurde und ggf. in einem Best-of-Four Verfahren ein Effizienzwert mit sTOTEX maßgeblich war. Die Mittelwertbildung innerhalb der Methode führt nunmehr dazu, dass derartige Kosten im Effizienzvergleich nicht gänzlich unberücksichtigt bleiben. Durch die gewählte Abrechnungsmethode werden zwei Kostenbetrachtungen mit unterschiedlichen Wirkungsansätzen gemittelt: Mit der Verwendung der standardisierten Aufwandsparameter (sTOTEX) werden die durch Investitionen generierten Kapitalkosten verstetigt und unterschiedliche Abschreibungspraktiken vereinheitlicht. Bei der Verwendung der tatsächlichen Kapitalkosten (TOTEX) erlangen die Betriebskosten für ältere Netze oder für Netze mit geringerer Investitionstätigkeit eine relativ höhere Bedeutung, da in diesen Fällen in der Regel höhere Betriebskosten für die Instandhaltung etc. aufzubringen sind. Somit wird durch die Betrachtung beider Ansätze das Spektrum der unterschiedlichen Investitions- und Abschreibungspraktiken abgebildet. Es wird jedoch keine Aussage dazu getroffen, welche Praxis zu bevorzugen ist. Daher erscheint für die Abrechnungsmethode für den Vergleich aller Netzbetreiber auch vor dem Hintergrund einer empirisch hohen Korrelation der beiden Aufwandparameter sTOTEX und TOTEX (über 99 Prozent sowohl im Strom als auch im Gas) angemessen.

ENTWURF

315 Analysen der Bundesnetzagentur haben ergeben, dass die Netzbetreiber auch bei einer solchen modifizierten Bestabrechnung weiterhin stark von den bestehenden Sicherheitsmechanismen profitieren, da sich individuelle Kostenerhöhungen weiterhin unterproportional in Effizienzwertverringerungen niederschlagen.

316 Durch die modifizierte Bestabrechnung wird im Anschluss an die Mittelwertbildung weiterhin eine Bestabrechnung über die Methoden durchgeführt, um so die Vorteile beider Effizienzvergleichsmethoden im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Denn es gilt weiterhin zu bedenken, dass beide Methoden – wie zu Tenorziffer 9 dargestellt – Vor- und Nachteile aufweisen und daher keine Methode eindeutig überlegen und vorzugswürdig ist. Diese methodischen Unsicherheiten sollen jedoch nicht den Netzbetreibern auferlegt werden. Im Wege der Bestabrechnung über die Methoden wird daher weiterhin nur die für den jeweiligen Netzbetreiber vorteilige Methode angewendet.

317 Bei der Entscheidung über die Abrechnungsmethode bewegt sich die Beschlusskammer im Spannungsfeld zwischen dem Setzen von Effizienzanreizen (vgl. Art. 78 Abs. 9 Gas-RL) einerseits und dem Schutz der Netzbetreiber vor einem zu hohen Effizienzdruck anderseits Die Bestabrechnung über die Methoden stellt dabei einen sehr weitgehenden Sicherheitsmechanismus zugunsten der Netzbetreiber dar, der gemeinsam mit den weiteren in dieser Festlegung vorgesehenen Sicherheitselementen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG sicherstellt. Zugleich dient sie der Steigerung der Belastbarkeit des Effizienzvergleichs, da die jeweiligen methodenimmanenten Nachteile durch die kongruente Anwendung beider Methoden ausgeglichen werden. Die Modifikation der Bestabrechnung führt daher nicht zu einer unverhältnismäßigen Belastung der Netzbetreiber.

318 Von der in Satz 1 vorgesehen modifizierten Bestabrechnung kann jedoch nach Satz 2 abgewichen werden, wenn den Herausforderungen infolge des Transformationsprozesses der Gasverteilernetze über diese Abrechnungsmethode nicht hinreichend Rechnung getragen wird. Dies kann insbesondere für den von dem Gutachterkonsortium geprüften Fall gelten, dass ein Auseinanderlaufen der Kostenbasen aufgrund der unterschiedlichen Abschreibungsmodalitäten nach der

ENTWURF

Festlegung KANU 2.0 gegeben ist. Konkret bestehe nach den Ausführungen im Gutachten aufgrund von KANU 2.0 das Risiko veränderter Effizienzwerte und daraus resultierender Effizienzvorgaben aufgrund erhöhter Kosten im Basisjahr, denen keine entsprechende Anpassung auf der Outputseite gegenüberstünde.[67] Das Gutachterkonsortium geht davon aus, dass dieser Effekt über die modifizierte Bestabrechnung nicht ohne Weiteres abgebildet werden kann. Denn die Anwendung der Abschreibungsmodalitäten nach KANU 2.0 führt dazu, dass solche Netzbetreiber, die davon Gebrauch machen, höhere Kapitalkosten haben, die im Effizienzvergleich nicht über Vergleichsparameter abgebildet werden. Dies kann grundsätzlich ausgeglichen werden, wenn TOTEX und sTOTEX bei der Bestimmung der Effizienzwerte zur Anwendung kommen. Denn die Anwendung von TOTEX ist für Netzbetreiber vorteilhaft, die KANU 2.0 nicht anwenden, während die Verwendung von sTOTEX für die anwendenden Netzbetreiber den Effekt der höheren TOTEX ausgleichen. Das Gutachterkonsortium stellt jedoch fest, dass der Vorteil niedriger Kapitalkosten bei Zugrundelegung der TOTEX im Rahmen der modifizierten Bestabrechnung durch die Durchschnittsbildung mit dem Effizienzwert sTOTEX reduziert würde. Umgekehrt würde der Nachteil von hohen Kapitalkosten bei Zugrundelegung TOTEX Effizienzwert erhöht, da durch die Durchschnittsbildung mit dem sTOTEX-Effizienzwert anteilig auch der Effizienzwert auf Basis der TOTEX Eingang in den finalen Effizienzwert finde.[68] In der Folge würde sich die Anwendung von KANU 2.0 stärker auf die finalen Effizienzwerte zur Bestimmung der Effizienzvorgabe der Netzbetreiber, die KANU 2.0 anwenden, auswirken.[69]

319 Satz 3 benennt daher in Form von Regelbeispielen alternative Vorgehensweisen zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte. Diese beruhen auf den Feststellungen des Gutachterkonsortiums im Rahmen des von der Beschlusskammer in Auftrag gegebenen Gutachtens zur Zukunft des Effizienzvergleichs Gas.

[67] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 94.
[68] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 83.
[69] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 83.

ENTWURF

320 Regelbeispiel Nummer 1 sieht vor, dass abweichend von der modifizierten Bestabrechnung im Sinne des Satz 1 eine – oben beschriebene – Best-of-Four-Abrechnung erfolgen kann. Das Gutachten zur Zukunft des Effizienzvergleich Gas stellte diesbezüglich fest, dass Kosteneffekte, wie sie aus der unterschiedlichen Anwendung der Abschreibungsmodalität nach der Festlegung KANU 2.0 auftreten, über die Best-of-Four-Abrechnung abgebildet werden könnten. Diese ermöglichte es bereits in der Vergangenheit, den möglichen Vorteil niedriger Kapitalkosten aufgrund unterschiedlicher Abschreibungspraktiken durch die Berücksichtigung der TOTEX Effizienzwerte beizubehalten und die potentielle Wirkung auf die anderen Netzbetreiber durch die Möglichkeit der Bildung von Effizienzwerten auf Basis der sTOTEX zu kontrollieren.[70] Nach den Erwägungen des Gutachterkonsortiums besteht zwar die Möglichkeit einer Reduktion des Effizienzwertes für einen Netzbetreiber, der KANU 2.0 anwendet, wenn im Ergebnis der Best-of-Four- Abrechnung der TOTEX-Effizienzwert relevant ist und dieser durch die Anwendung von KANU 2.0 sinkt. Dieser Nachteil werde jedoch dadurch ausgeglichen, dass über die Best-of-Four-Abrechnung eine Effizienzwertermittlung auf Basis der sTOTEX möglich bleibt, im Zuge derer die Vergleichbarkeit der CAPEX hergestellt wird.[71]

321 Gemäß Regelbeispiel Nummer 2 können alternativ vor der Anwendung der modifizierten Bestabrechnung nach Satz 1 die TOTEX derart angepasst werden, dass auf den unteren Wert der Nutzungsdauer gemäß GasNEV bzw. GasNEF bei den TOTEX unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und Fortführung der linearen Abschreibung abgestellt wird. Auf diese Weise könne die Beeinflussung der Ergebnisse des Effizienzvergleiche durch die Effekte von KANU 2.0 auf die CAPEX abgeschwächt bzw. ausgeglichen werden.[72]

322 Da jedoch noch nicht im Einzelnen absehbar ist, wie sich die Effekte der Anwendung von KANU 2.0 auf den Effizienzvergleich auswirken, bleibt die konkrete Entscheidung

[70] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 83.
[71] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 85.
[72] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 84.

ENTWURF

über ein abweichendes Vorgehen gemäß Satz 4 einer Einzelfestlegung in der jeweiligen Regulierungsperiode vorbehalten.

## 17. Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13)

### 17.1 Durchführung der Ausreißeranalysen

323 Durch die Regelung in Tenorziffer 13 wird die Durchführung von Ausreißeranalysen, die bisher in Nummer 5 der Anlage 3 zu § 12 ARegV geregelt war, fortgeführt.

324 Die Identifikation sogenannter Ausreißer ist erforderlich, da diese zu Verzerrungen der Ergebnisse des Effizienzvergleichs führen können. Die Ausreißeranalysen stellen daher einen weiteren Sicherungsmechanismus zur Schaffung einer belastbaren Datenbasis dar.

325 Die für die unterschiedlichen Methoden jeweils sachgerechte Durchführung der Ausreißeranalysen ist in den Tenorziffern 13.2 und 13.3 geregelt.

326 Demzufolge werden die betroffenen Netzbetreiber zur Ermittlung der Effizienzwerte aus dem Datensatz herausgenommen. Auf diese Weise wird die Ermittlung erreichbarer und übertreffbarer Effizienzvorgaben im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG abgesichert.

327 Durch Ausreißeranalysen gemäß den Tenorziffern 13.2 und 13.3 wird sichergestellt, dass Netzbetreiber, die in der DEA einen starken Einfluss auf die Effizienzwerte der anderen Netzbetreiber haben, aus der Berechnung der Effizienzwerte ausgeschlossen werden und somit die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber nicht beeinflussen.

328 Gemäß Tenorziffer 13.3 sollen Netzbetreiber, die einen erheblichen Einfluss auf die Lage der ermittelten Regressionsgerade bzw. auf die geschätzte Funktion haben, durch die Ausreißeranalyse im Rahmen der SFA aus der Berechnung der Effizienzwerte ausgeschlossen werden. Damit soll der Einfluss der Ausreißer auf die geschätzten effizienten Kosten und somit der potenzielle Einfluss auf die Effizienzwerte der anderen Netzbetreiber ausgeschlossen werden. Zudem kann die Auswahl der Vergleichsparameter durch Netzbetreiber, die einen bedeutsamen Einfluss ausüben, erschwert werden.

ENTWURF

## 17.2 DEA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.2)

329 Nach Tenorziffer 13.2 Satz 1 ist bei der DEA zuerst eine Dominanzanalyse und darauf aufbauend gemäß Satz 2 eine Supereffizienzanalyse durchzuführen. Somit wird die bisherige Regelung von Nr. 5 der Anlage 3 zu § 12 ARegV und deren Umsetzung durch die Bundesnetzagentur durch die Abfolge aus Dominanzanalyse und Supereffizienzanalyse fortgeführt.

330 Im Rahmen der Dominanzanalyse gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab und somit als dominant gelten würde. Zur Ermittlung von Ausreißern im Rahmen der Dominanzanalyse sind statistische Tests durchzuführen. Dabei ist die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber zu vergleichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren. Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz für die DEA und Supereffizienzanalyse zu entfernen.

331 Ergänzend ist eine Supereffizienzanalyse durchzuführen. Dabei sind diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Supereffizienzwerte den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes. Für die ermittelten Ausreißer im Rahmen der Dominanz- und Supereffizienzanalyse wird ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt. Die Vorgabe eines relativen Grenzwertes, der aus der Verteilung der DEA-Effizienzwerte abgeleitet wird, vermeidet die Schwierigkeit der Festlegung eines absoluten Grenzwertes. Zudem führt dieser auf diese Weise ermittelte Grenzwert dazu, dass durch ein niedriges Effizienzwertniveau der Grenzwert sinkt und durch ein hohes Effizienzwertniveau der Grenzwert steigt, was sachgerecht ist.

332 Im Hinblick auf objektiv abgrenzbare Gruppen kann gemäß Tenorziffer 8.4 Satz 2 Nr. 2 im Rahmen der Ausreißeranalyse auch eine Gruppendominanzanalyse durchgeführt werden.

### 17.3 SFA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.3)

333 Nach Tenorziffer 13.3 ist bei der SFA eine Analyse des Einflusses einzelner Netzbetreiber auf die Lage der ermittelten Regressionsgerade durchzuführen. Dabei gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst. Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses eines Netzbetreibers sind statistische Tests durchzuführen, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss zu ermitteln ist. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Eine Methode, die zur Anwendung kommen kann, ist insbesondere Cook‘s Distance.

334 Für die ermittelten Ausreißer im Rahmen dieser Ausreißeranalyse wird der individuelle Effizienzwert mithilfe einer SFA auf Basis des zuvor ermittelten Effizienzvergleichsmodells geschätzt. Dabei wird der betreffende Ausreißer dem Datensatz aller Nicht-Ausreißer hinzugefügt und der für ihn resultierende Effizienzwert übernommen.

### 17.4 Modifikation der Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.4)

335 Tenorziffer 13.4 stellt klar, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen der konkreten Durchführung des Effizienzvergleichs für die jeweilige Regulierungsperiode in einer Einzelfestlegung die Ausgestaltung der Ausreißeranalysen modifizierend regeln kann. So kann sie etwa zur Identifikation sogenannter maskierter Ausreißer, die durch andere Ausreißer verdeckt werden und erst nach mehrfacher Durchführung der Ausreißeranalyse erkennbar werden, die wiederholte Durchführung der Ausreißeranalyse im Rahmen der DEA vorsehen. Auch könnte im Rahmen der SFA im Sinne einer Dominanzanalyse geprüft werden, ob nicht Netzbetreiber die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber übermäßig beeinflussen.

## 18. Mindesteffizienzwert (Tenorziffer 14)

336 Tenorziffer 14 sieht – wie vormals § 12 Abs. 4 ARegV – einen Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent der Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, vor. Das bedeutet, dass für solche Netzbetreiber, die nach dem Effizienzvergleich, d. h. auch nach der Bestabrechnung im Sinne der

Tenorziffer 12, grundsätzlich einen Effizienzwert von unter 60 Prozent erhalten würden, ein Effizienzwert von 60 Prozent fingiert wird. Dies stellt ein weiteres Sicherungsinstrument zur Gewährleistung der Robustheit des Effizienzvergleichs sowie der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5 und 7 EnWG dar.

337 In den Stellungnahmen zum Tenorentwurf der RAMEN-Festlegung wurde teilweise eine Erhöhung des Mindesteffizienzwertes mit der Begründung gefordert, dies sei bei einer Verkürzung des Abbaupfads und einer kürzeren Regulierungsperiode zur Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit geboten. Die Beschlusskammer hält die Höhe des Mindesteffizienzwertes von 60 Prozent jedoch weiterhin für angemessen. Die Angemessenheit ergibt sich aus einer Abwägung zwischen den einzuhaltenden gesetzlichen Vorgaben der Vermeidung der Weitergabe ineffizienter Kosten an die Netznutzer über die Netzentgelte (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO) einerseits und der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5, 7 EnWG zum Schutz der Netzbetreiber andererseits. Im Ergebnis der Abwägung erscheint die Beibehaltung des Mindesteffizienzwerts in Höhe von 60 Prozent sachgerecht und verhältnismäßig. Ein Abbau von Ineffizienzen in Höhe von maximal 40 Prozent ist vor dem Hintergrund der anderen Sicherungsmechanismen erreichbar. Dabei ist festzuhalten, dass es sich bei dem Mindesteffizienzwert um eine absolute Rückfallposition handelt, die erst eingreift, wenn die weiteren Sicherungsmechanismen zugunsten der Netzbetreiber, wie namentlich die Ausreißeranalyse und die Bestabrechnung, nicht zu einer hinreichenden Verbesserung des Effizienzwertes geführt haben. Zudem wird auch bereits bei der Modellauswahl berücksichtigt, dass das jeweilige Modell nicht zu starke Verwerfungen in Form vieler besonders hoher oder besonders niedriger Effizienzwerte aufweist, sondern eine angemessene Verteilung der Effizienzwerte vorliegt. Nachdem zahlreiche Mechanismen der Absicherung der Netzbetreiber gegen unerreichbare und unübertreffbare Effizienzvorgaben dienen, darf der Mindesteffizienzwert nicht so hoch angesetzt werden, dass sein Eingreifen eine ungerechtfertigte Belastung der Netznutzer durch Abwälzung ineffizienter Netzkosten führen würde. Denn durch die nunmehr bereits mehrmals wiederholte Durchführung des Effizienzvergleichs über die vergangenen Regulierungsperioden haben die Netzbetreiber regelmäßig bereits ein

ENTWURF

sehr hohes Maß an Effizienz erlangt. Dies entspricht auch den Zielen des nationalen Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 EnWG, eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten. Eine Erhöhung des Mindesteffizienzwertes ist vor diesem Hintergrund nicht erforderlich.

338 Der Effizienzwert von 60 Prozent gilt auch dann, wenn für einen Netzbetreiber kein Effizienzwert ermittelt werden konnte, weil er seinen Mitwirkungspflichten bei der Datenermittlung und Datenmitteilung nach Tenorziffer 3.1 sowie der jeweiligen Datenerhebungsfestlegung nicht nachgekommen ist. Dies stellt jedoch lediglich die ultima ratio gegenüber den in Tenorziffern 4.1 und 4.2 getroffenen Regelungen zu Fristsetzungen und Verwendungen von Alt- oder Schätzdaten dar. Anwendungsfälle dieser Regelung hat es in den letzten Regulierungsperioden nicht gegeben. Angesichts von kalkulierten Effizienzwerten von Minimum 68 Prozent bedarf es bei dem Mindesteffizienzwert für den Fall der fehlenden Mitwirkung eines angemessenen Mindestabstands, um eine Sanktionswirkung zu entfalten.

## 19. Effizienzwert (Tenorziffer 15)

### 19.1 Ermittlung der Effizienzwerte

339 Tenorziffer 15 trifft Vorgaben zur Ermittlung der Effizienzwerte.

340 Dabei ist gemäß Satz 1 vorgesehen, dass nur in der DEA als effizient ausgewiesene Netzbetreiber einen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent erhalten.

341 Für die SFA ist dagegen in Satz 2 lediglich vorgesehen, dass die Netzbetreiber den mittels der SFA ermittelten Effizienzwert erhalten. Denn es ist bei der Ermittlung von Effizienzwerten unter Anwendung der SFA methodenimmanent nicht möglich, einen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent zu erhalten. Eine Hochskalierung der im Wege der SFA ermittelten Effizienzwerte ist nunmehr entgegen der bisherigen Regelung in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV nicht vorgesehen. Es ist – entgegen der in der Branche vorherrschenden Ansicht – nach der neuen Rechtslage nicht zwingend, dass für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen sind, nach beiden Methoden ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent gelten muss. Der Bundesgerichtshof hat seinen einschlägigen Beschluss auf Grundlage des Wortlautes

ENTWURF

der Regelung in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV getroffen.[73] Diese sah vor, dass für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen wurden, ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert gelten sollte. Hintergrund der Rechtsprechung war, dass es aufgrund der Konzeption der SFA wegen des ihr immanenten Abzugs der Störtermkomponente rein rechnerisch nicht möglich ist, einen Effizienzwert von 100 Prozent zu erhalten. Daher waren im vom Gericht zu beurteilenden Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode Gas in der SFA maximal Effizienzwerte von 97 Prozent vergeben worden. Der Bundesgerichtshof hat in der Folge entschieden, dass der Effizienzwert der relativ effizientesten Netzbetreiber in der SFA derart nachjustiert werden müsse, dass dieser 100 Prozent betrage.[74] Der Bundesgerichtshof hat jedoch zugleich darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur noch an die ARegV-Vorgaben gebunden sei. Diese Bindung entfällt mit dieser Festlegung. Daher greift nun das Wortlaut-Argument bezogen auf die Anlage 3 der ARegV nicht mehr. Der Bundesgerichtshof hat hingegen keinen rechtlichen oder methodischen Verstoß gegen EnWG-Vorgaben genannt, die auch nach aktueller Rechtslage noch zu berücksichtigen wären.

342 Die dem Beschluss des Bundesgerichtshofs allein zugrunde liegenden Vorgaben der ARegV finden nach der neuen Rechtslage keine Anwendung mehr. Der nunmehr maßgebliche § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG sieht lediglich vor, dass die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Anders als die bisherige Regelung in § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG a.F. ist die Vorgabe nunmehr lediglich als „Soll-“ statt als „Muss-“ Vorschrift ausgestaltet. Wörtlich genommen ist damit nicht mehr gesagt, dass ein effizienter Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten muss. Auch ein Effizienzwert von 97 oder 98 Prozent ist eine erreichbare und übertreffbare Vorgabe.

[73] Vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 37/21, Rn. 42f.
[74] Vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 37/21, Rn. 46.

ENTWURF

Ein solcher Wert unter 100 Prozent entspricht sogar eher der Analogie, Netzbetreiber wie im Wettbewerb tätige Unternehmen zu behandeln. Denn im Wettbewerb ist Effizienz kein fester einmal erreichter Zustand, sondern eine sich permanent ändernde Größe. Das wird durch einen Wert unter 100 Prozent eher deutlich. Im Ergebnis kann dies dahingestellt bleiben, denn es ist in jedem Falle ausreichend, dass nach einer der beiden verwendeten Methoden objektiv die Möglichkeit besteht, einen Effizienzwert von 100 Prozent zu erhalten. Auch aus dem Unionsrecht folgen keine strengeren Vorgaben. In Art. 78 Abs. 9 Gas-RL ist lediglich vorgesehen, dass angemessene Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt werden sollen. Ein bereits methodenimmanent nicht erreichbares Rechenergebnis muss nicht nachträglich durch Zuschläge oder die Anhebung des Niveaus verändert werden.

343 Der Beschlusskammer ist bewusst, dass sich infolge des Verzichts auf die Skalierung der SFA-Effizienzwerte die Anzahl der Netzbetreiber, die einen Effizienzwert von 100 Prozent erhält, verringert. Vor dem Hintergrund, dass über die DEA noch entsprechende Effizienzwerte erzielt werden können und zugunsten der Netzbetreiber hinreichende weitere Sicherungsmechanismen wie der Mindesteffizienzwert, die Bestabrechnung und der Abbau der Ineffizienzen über einen mehrjährigen Abbaupfad in dieser Festlegung verankert wurden, stellt dies jedoch keine unverhältnismäßige Belastung der Netzbetreiber dar. Durch die Verwendung der beiden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA werden die jeweiligen methodischen Unterschiede bewusst in Kauf genommen. Zu den methodischen Besonderheiten der SFA gehört es zwar, dass methodenimmanent keine Effizienzwerte in Höhe von 100 Prozent erreicht werden können. Gleichzeitig ist empirisch festzustellen, dass bei Anwendung der SFA in der Regel höhere Effizienzwerte erzielt werden, was sich wiederum zugunsten der Netzbetreiber auswirkt, die ihre Effizienzwerte über die SFA erhalten. Diese methodischen Unterschiede und jeweiligen Vor und Nachteile der Methoden werden jedoch über die Bestabrechnung nach Tenorziffer 12 ausgeglichen. Die Entscheidung gegen die Skalierung der SFA-Effizienzwerte erscheint auch in Abwägung mit den berechtigen Interessen der Netznutzer sachgerecht. Denn auch insofern gilt, dass die Interessen der Netznutzer mindestens den gleichen Stellenwert haben sollten wie der Schutz der Netzbetreiber.

ENTWURF

344 Satz 3 der Tenorziffer regelt, in welcher Form der individuelle Effizienzwert zu benennen ist. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze nach der Regulierungsformel in Tenorziffer 4 der RAMEN-Festlegung ist es erforderlich, dass der Effizienzwert als prozentualer Anteil der Gesamtkosten abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung) ausgewiesen wird. Denn die Regulierungsformel sieht als einen Bestandteil den $X_{ind,\ t}$, d. h. die individuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, vor. Diese ergibt sich gemäß Tenorziffer 4.5 der RAMEN-Festlegung aus der Formel $V_t \times (1 - EW)$, wobei $V_t$ dem Verteilungsfaktor im Sinne der Tenorziffer 10.3 der RAMEN-Festlegung sowie Tenorziffer 18 dieser Festlegung und EW dem gemäß Tenorziffer 10.1 und 10.2 der RAMEN-Festlegung bzw. dieser Festlegung ermittelten und ggf. gemäß Tenorziffer 10.5 der RAMEN-Festlegung und Tenorziffer 16 dieser Festlegung bereinigten Effizienzwert entspricht.

345 Satz 4 sieht vor, dass die Ermittlung der Effizienzwerte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen erfolgt und dass keine Teileffizienzwerte für die einzelnen Druckstufen und Netzebenen zu ermitteln sind.

346

## 19.2 Nichtverankerung eines Effizienzbonus

347 Entgegen der bisherigen Regelung in § 12a ARegV wird ein Effizienzbonus nicht mehr vorgesehen. Tenorziffer 10.4 der RAMEN-Festlegung überlässt eine etwaige Festlegung und nähere Bestimmung eines Effizienzbonus der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich. Aus der Begründung ergibt sich, dass durch die Formulierung „etwaige(r)“ ein Effizienzbonus in der RAMEN-Festlegung zwar grundsätzlich angelegt ist. Die Entscheidung über die Einführung und Ausgestaltung wird aber ausdrücklich der Methodenfestlegung vorbehalten und offengelassen. Diesbezüglich werde in der Methodenfestlegung demnach eine Gesamtentscheidung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleiches und der Effizienzvorgaben getroffen.

348 Die Beschlusskammer hat sich gegen die Verankerung eines Effizienzbonus entschieden. Denn die Situation, für die ein Effizienzbonus eingeführt wurde, ist nicht mehr gegeben. Der Effizienzbonus wurde ursprünglich im Evaluierungsbericht der

ENTWURF

Anreizregulierung 2014 im Zusammenhang mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden auf ein bis zwei Jahre vorgeschlagen. Durch eine derart deutliche Verkürzung der Regulierungsperioden verringert sich grundsätzlich die Möglichkeit – und damit der Anreiz – Zusatzerlöse durch weitere Effizienzsteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode zu generieren. Ein Bonus sollte hier einen entsprechenden Ausgleich schaffen und neue dynamische Impulse setzen, damit für die gesamte Branche weiterhin Effizienzanreize bestünden.[75] Zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre ist es jedoch nie gekommen. Auch nach der Festlegung RAMEN wird es dazu nicht kommen.

349 Dadurch, dass zunächst für eine Übergangsphase eine Regulierungsperiode von fünf Jahren vorgesehen ist, besteht für Netzbetreiber weiterhin die Möglichkeit und der Anreiz, während einer Regulierungsperiode zusätzliche Erlöse durch weitere Kostensenkungen zu generieren, ohne dass es hierzu eines Effizienzbonus bedürfte. Auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ist dieser Anreiz in ausreichendem Maße gegeben.

350 Die Gewährung eines Bonus ist auch in der Gesamtentscheidung zur Ausgestaltung des künftigen Effizienzvergleichs nicht mehr erforderlich. Zum einen wird der Effizienzvergleich seit nunmehr vier Regulierungsperioden durchgeführt, sodass die Netzbetreiber bereits hinreichende Erfahrungen im Abbau der Ineffizienzen erlangt haben. Zum anderen macht die Gesamtkonzeption des Effizienzvergleichs die Einführung eines Bonus nicht erforderlich. Denn es sind hinreichende andere Anreiz- und Sicherungsmechanismen vorhanden, wie beispielsweise die implementierten Ausreißeranalysen, die Berücksichtigung mehrerer Aufwandparameter zur Effizienzwertbestimmung und die Möglichkeit, über die Dauer von – zunächst – fünf Jahren Zusatzerlöse zu erzielen. Soweit in den Stellungnahmen zum Teil vorgetragen wird, es sei doch die natürliche Entwicklung in der Regulierung, dass sich die Effizienzwerte mit der Zeit nahe der 100 Prozent einpendeln und daher mit einem

[75] Vgl. Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung (2015), S. 257.

ENTWURF

Effizienzbonus ein zusätzlicher Anreiz zu setzen wäre, liegt dem ein grundsätzliches Fehlverständnis zu Grunde. Wirtschaftliche Effizienz ist kein statischer Zustand, sondern erfordert in Wettbewerbsbranchen und erst recht in der dynamischen Energieversorgung eine ständige Anpassung an die sich ändernden Anforderungen. Effizienz muss ständig neu errungen werden, so dass auch Veränderungen in den Effizienzführern und in den individuellen Effizienzwerten nicht überraschend wären.

351 Dies erfolgt auch zugunsten der Netznutzer, die von angemessenen Netzentgelten profitieren. Das Vorgehen entspricht den Zielen des nationalen Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 EnWG, eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten.

## 20. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 16)

352 Die Regelung entspricht dem ehemaligen § 15 Abs. 1 ARegV. Dabei wird die Berücksichtigung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe ausdrücklich als Antragsverfahren ausgestaltet.

353 Die Regelung zur Abbildung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch Bereinigung des Effizienzwerts ist bereits in Tenorziffer 10.5 der RAMEN-Festlegung angelegt. Nach der Begründung sollen durch die Regelung Besonderheiten abgebildet werden, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Die weiteren Regelungen zu materiellen Voraussetzungen, Schwellenwerten und den Rechtsfolgen bezüglich der Bereinigung und Anpassung des individuellen Effizienzwertes bleiben der Methodenfestlegung überlassen. Nach Satz 3 der Tenorziffer erfolgt die Prüfung auf Antrag, wobei Satz 4 die formelle Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags der Methodenfestlegung überlässt.

354 Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn die Versorgungsaufgabe ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form besteht. Voraussetzung

ENTWURF

sind damit Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal darstellen. Bei der Regelung handelt es sich – wie bei dem ehemaligen § 15 ARegV – um eine eng auszulegende Ausnahmevorschrift. Strukturelle Besonderheiten können sich beispielsweise aus notwendigen Rückbaumaßnahmen im Netz ergeben, z. B. beim Wegfall von Großabnehmern oder im Rahmen von Stadtumbaumaßnahmen aufgrund von Bevölkerungsrückgang im Versorgungsgebiet. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten vorweisen kann, die nicht in dem Effizienzvergleich berücksichtigt wurden, weil nicht jedes Detail Eingang in den Effizienzvergleich finden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl kostenerhöhend als auch kostenreduzierend auswirken.[76]

355 Zur Versorgungsaufgabe gehören alle Anforderungen, die durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Dies können alle Rahmenbedingungen sein, mit denen sich der Netzbetreiber beim Betrieb des Netzes konfrontiert sieht. Sie werden an den Netzbetreiber von außen herangetragen, er kann sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand ihrer entziehen.[77]

356 Voraussetzung ist zudem, dass der geltend gemachte Aspekt der Versorgungsaufgabe messbar oder mengenmäßig erfassbar ist.

357 Der Begriff der Versorgungsaufgabe ist durch objektive strukturelle Merkmale gekennzeichnet. Es muss sich somit um exogene Faktoren handeln. Endogene Kostentreiber, also solche, die auf eine Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen sind, scheiden hingegen aus. Dadurch soll vermieden werden, dass der Effizienzvergleich beliebig durch Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beeinflusst und damit verzerrt wird.

358 Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt in Betracht, soweit die geltend gemachte Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich durch die Auswahl der

[76] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 75.
[77] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 - EnVR 88/10, Rn. 59.

ENTWURF

Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurde. Eine hinreichende Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe erfolgt bei Umständen, die bereits durch die für den Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden.

359 Bei den geltend gemachten Besonderheiten der Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach Tenorziffer 6 Satz 4 ermittelten Kosten um mindestens fünf Prozent erhöhen. Maßgeblich ist eine Kostenerhöhung um mindestens fünf Prozent in Bezug auf jeweils eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Es ist mit der Regelung nicht vereinbar, die Auswirkungen einzelner Abweichungen, die zu einer unterhalb des Schwellenwertes liegenden Kostenerhöhung führen, aufzusummieren und eine Bereinigung bereits dann vorzunehmen, wenn die Summe dieser Erhöhungsbeträge oberhalb des Schwellenwertes liegt.[78]

360 Auch sind bei der Berechnung mögliche Synergieeffekte, die aufgrund der Besonderheit der Versorgungsaufgabe bei dem Netzbetreiber eintreten, zu berücksichtigen.[79]

361 Für die Bestimmung der Kostenschwelle von fünf Prozent werden zunächst die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung bestimmt. Es ist das Ergebnis der Kostenprüfung auf der Basis des aktuellen Basisjahres heranzuziehen. Abzuziehen ist der Betrag [$KA_{nEu}$] Aus dem Restbetrag sind fünf Prozent als maßgeblicher Mindesterhöhungsbetrag zu errechnen. Es ist darzulegen und nachzuweisen, in welchem Umfang die Kosten für diese Leistung gerade dadurch angestiegen sind, dass deren Anteil an den insgesamt erbrachten Leistungen größer ist, als dies dem Durchschnitt entspricht.[80] Erforderlich ist ein Nachweis der Mehrkosten, die gerade dadurch entstehen, die vorgetragene Besonderheit über dem Durchschnitt liegt. Maßgeblich ist insoweit die Kostensituation des betroffenen Netzbetreibers.

[78] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 84.
[79] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 07.06.2016 – EnVR 1/15, Rn. 21.
[80] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 76 f., v. 16.12.2014 - EnVR 54/13, Rn. 44 und v. 07.06.2016 – EnVR 1/15, Rn. 14.

ENTWURF

362 Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss kausal für einen Anteil der ermittelten Kosten von mindestens fünf Prozent sein.

363 Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit verursacht werden.[81] Der Netzbetreiber ist für diesen Umstand darlegungs- und nachweispflichtig. Die Mehrkosten ergeben sich dabei nicht aus der Aufgabe als solcher, sondern ausschließlich aus der jeweiligen Besonderheit, d. h. der Abweichung von dem Zustand, der keine Besonderheit darstellen würde. Dargelegt und bewiesen werden müssen die Mehrkosten, nicht die Gesamtkosten. Vergleichsmaßstab sind dabei die Kosten des Netzbetreibers ohne die geltend gemachte Besonderheit, nicht hingegen, inwieweit die Kosten des eine Effizienzwertbereinigung geltend machenden Netzbetreibers von den Kosten anderer Netzbetreiber abweichen.

364 Liegt eine teilweise Kompensation der vorgetragenen Kostensteigerung durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte vor, hat auch insofern der Netzbetreiber konkret nachzuweisen, zu welchem konkreten Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

365 Zur Ermittlung des bereinigten Effizienzwertes werden zunächst die vom Netzbetreiber dargelegten Mehrkosten als zu 100 Prozent effizient bewertet, da mangels diesbezüglicher Effizienzprüfung nicht festgestellt werden kann, dass der Netzbetreiber auch insoweit ineffizient arbeitet.[82] Für die übrigen, den Effizienzvorgaben unterliegenden Kosten wird der Effizienzvergleich für den Netzbetreiber nach den Vorgaben dieser Methodenfestlegung neu ermittelt, wobei die Aufwands- und Vergleichsparameter der übrigen Netzbetreiber unverändert gelassen werden.

366 Die Regelungen in Satz 2 und 3 der Tenorziffer 16 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 22). Es wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass eine Berücksichtigung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt

[81] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 76 f.
[82] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 68.

ENTWURF

(Satz 2), der bei der Regulierungsbehörde zu stellen ist (Satz 3). Die Ausgestaltung als Antragsverfahren ist zulässig. Nach allgemeinen Grundsätzen trifft den Netzbetreiber eine Mitwirkungslast für das Vorliegen der Voraussetzungen, da nahezu sämtliche Informationen, die zur Beurteilung des Vorliegens von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe erforderlich sind, in der Sphäre des Netzbetreibers liegen. Daher war auch bereits § 15 Abs. 1 ARegV eine Nachweispflicht der Netzbetreiber dergestalt vorgesehen, dass Besonderheiten darzulegen und durch geeignete Beweismittel nachzuweisen waren. Die Möglichkeit der Ausgestaltung als Antragsverfahren ist auch von der Festlegungskompetenz in § 21a Abs. 3 Satz 1, Satz 3 Nr. 4 EnWG gedeckt. Auch dient die Ausgestaltung als Antragsverfahren mit separater Bescheidung der Beschleunigung und der Rechtssicherheit. Denn die Entscheidung könnte separat vom EOG-Beschluss gerichtlich angegriffen werden.

367 Satz 4 der Tenorziffer regelt, dass in dem Fall, dass für den betreffenden Netzbetreiber bereits der Mindesteffizienzwert angesetzt wird, dieser Nachweise zu erbringen hat, die einen zusätzlichen Aufschlag in Form des bereinigten Effizienzwertes nach Satz 1 rechtfertigen. Denn der Mindesteffizienzwert nach Tenorziffer 14 stellt bereits einen Aufschlag auf den Effizienzwert dar, da ein höherer Effizienzwert von 60 Prozent fingiert wird. Um eine ungerechtfertigte Besserstellung gegenüber effizienteren Netzbetreibern zu vermeiden, sind an eine weitere Anpassung des Effizienzwertes durch Bereinigung nach Satz 1 dieser Tenorziffer daher höhere Anforderungen zu stellen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der europarechtlichen Vorgabe in Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO, nur die Netzkosten anzuerkennen, die jenen eines effizienter Netzbetreiber entsprechen.

## 21. Ermittlung der Ineffizienzen (Tenorziffer 17)

368 Tenorziffer 17 sieht in Satz 1 vor, dass aus den nach den Tenorziffer 15 ermittelten Effizienzwerten oder aus den bereinigten Effizienzwerten nach Tenorziffer 16 die Ineffizienzen ermittelt werden.

369 Die Berechnung der Ineffizienzen wird in Satz 2 der Tenorziffer erläutert. Danach ergeben sich die Ineffizienzen aus der Differenz zwischen den Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ($KA_{nEu}$ im Sinne der Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung) und den mit dem Effizienzwert

ENTWURF

multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der $KA_{nEu}$. Die Berechnung kann durch folgende Formel veranschaulicht werden:

370 Ist z. B. für einen Netzbetreiber ein bereinigter Effizienzwert von 90 Prozent ermittelt worden, so betragen seine Ineffizienzen zehn Prozent der Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Dieser Betrag wird sodann nicht als Prozentwert, sondern als Summe in Euro angegeben.

371 Die ermittelten Ineffizienzen sind im Rahmen der individuellen Effizienzvorgaben nach Tenorziffer 18 durch den jeweiligen Netzbetreiber abzubauen.

## 22. Individuelle Effizienzvorgabe (Tenorziffer 18)

372 Die Regelung in Tenorziffer 18 ersetzt die bisherige Normierung in § 16 Abs. 1 ARegV. Sie regelt, in welcher Weise die nach Tenorziffer 17 ermittelten Ineffizienzen mittels Effizienzvorgaben abzubauen sind. Der Abbaupfad wird nunmehr konstant auf drei Jahre festlegt, sodass sich aufgrund des festgelegten gleichmäßigen Abbaus ein Verteilungsfaktor von einem Drittel pro Jahr ergibt. Zum Verteilungsfaktor in Höhe von einem Drittel im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist in den beiden folgenden Jahren der Regulierungsperiode jeweils ein Drittel hinzu zu addieren. Es handelt sich dabei weiterhin um eine rein rechnerische Vorgabe. Die Regulierungsbehörde trifft mithin bei der Festlegung des individuellen Abbaupfades keine konkrete betriebswirtschaftliche Vorgabe zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten.

373 Die Regelung beruht auf Tenorziffer 10.3 der RAMEN-Festlegung. Dort wird eine Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor angelegt, deren Ausgestaltung der Methodenfestlegung überlassen wird.

374 Die Festlegung des Abbaupfades auf drei Jahre führt im Vergleich zur bisherigen Regelung in § 16 Abs. 1 ARegV zu einer Verkürzung des Abbaupfades. Dort war ein gleichmäßiger Abbau über die Regulierungsperiode, mithin über fünf Jahre, vorgesehen. Es ist jedoch nach Außerkrafttreten der ARegV nicht mehr zwingend, den Abbaupfad an die Dauer der Regulierungsperiode anzuknüpfen.

375 Die Verkürzung ist auch europarechtlich begründet. Denn sie berücksichtigt die europarechtliche Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie

ENTWURF

denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Dies entspricht auch den Zielen des nationalen Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 EnWG, eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten. Dem würde am besten entsprochen, wenn ein Abbaupfad von nur einem Jahr festgelegt würde, sodass eine Wälzung an Netznutzer ausbliebe. Allerdings ist der Beschlusskammer bewusst, dass ein derart kurzfristiger Abbau der Ineffizienzen im Einzelfall eine zu große Herausforderung darstellen kann. Zudem ist andererseits der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG Rechnung zu tragen. Danach müssen Effizienzvorgaben so zu gestalten und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. In dem Spannungsfeld dieser Vorgaben erscheint eine Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre, und nicht etwa eine branchenseitig geforderte Verlängerung auf zwei Regulierungsperioden wie bei Einführung der Anreizregulierung, sachgerecht und verhältnismäßig. Eine Streckung des Abbaupfades ist angesichts der Anwendung der Anreizregulierung seit deutlich über einem Jahrzehnt anders als zu ihrer Einführung nicht mehr erforderlich und zur Setzung der gesetzlich vorgesehenen Effizienzanreize nicht geeignet. Eine Verkürzung des Abbaupfads von fünf Jahren auf drei Jahre bei gleichmäßigem Abbau führt demgegenüber zu einer Halbierung der bisherigen ineffizienten Kosten mit der Folge, dass die Netznutzer nur noch die Hälfte der Ineffizienzen tragen müssen. Zugleich wird der Abbaupfad nicht soweit abgesenkt, dass er nicht mehr erreichbar wäre.

376 Die Beschlusskammer hält die Verkürzung des Abbaupfades auch deshalb für sachgerecht, da sie die Möglichkeit bietet, Fehlanreize bzw. die Folgen der Fehlanreize zu verringern. Denn durch die Beschleunigung des Abbaupfades wird der Druck erhöht, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern. Bislang wurde demgegenüber ein Anreiz gegeben, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, um aus dem erhöhten Erlösniveau Zusatzgewinne zu vereinnahmen (sog. Basisjahreffekt). Dieser

ENTWURF

Anreiz wird durch den kürzeren Abbaupfad reduziert. Dies dient auch der Stärkung der Anreizeffekte des Effizienzvergleichs. Denn diese Effizienzanreize sind umso stärker, je schneller identifizierte Ineffizienzen abzubauen sind. Der sogenannte Basisjahreffekt, wirkt hingegen der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegen. Ein relativer Effizienzvergleich ist in seinen Ergebnissen abhängig von den einbezogenen Netzbetreibern. Das heißt, dass der Effizienzvergleich die Erlöse nur insoweit auf effiziente Kosten beschränken kann, als dass die in diesem Sinne besten Netzbetreiber als Peer-Unternehmen tatsächlich keine Ineffizienzen mehr aufweisen. Verblieben bei diesen Unternehmen im Basisjahr bzw. im Effizienzvergleich noch Ineffizienzen, so prägten diese Ineffizienzen den Maßstab. Ob und in wieweit dies der Fall ist, kann mittels des relativen Effizienzvergleichs selbst schon denklogisch nicht beantwortet werden. Der Effizienzvergleich setzt damit nicht nur Anreize zur Steigerung der Effizienz, sondern ist für die Identifikation von Ineffizienzen wiederum selbst davon abhängig, dass starke Anreize für effiziente Kosten bestehen.

377 Die Beschleunigung des Abbaus der Ineffizienzen ist auch systematisch sinnvoll, weil dadurch bereits im Basisjahr der letztmals fünfjährigen Regulierungsperiode die Ineffizienzen abgebaut sein müssten. Die in den Stellungnahmen vorgetragene Auffassung, dass dies unzutreffend sei, da die Ineffizienzen nur rechnerisch abgebaut würden und die tatsächliche Höhe der Kosten im Basisjahr davon unabhängig sei, verfängt nicht, da ein dauerhaftes Überschreiten der tatsächlichen Kosten letztlich zulasten des Netzbetreibers sein dürfte, da in einem solchen Fall beispielsweise seine realisierte Eigenkapitalrendite deutlich geringer ausfallen dürfte.

378 Die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG steht einer Verkürzung des Abbaupfades nicht entgegen. Denn die Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe ist durch weitere Sicherungsmechanismen wie die Bestabrechnung, die Ausreißeranalyse sowie die Möglichkeit bereinigter Effizienzwerte hinreichend sichergestellt. Daneben bleibt eine Korrektur der individuellen Effizienzvorgabe entsprechend der bisherigen Vorgabe in § 16 Abs. 2 ARegV möglich. Diese erfolgt nicht mehr im Wege einer konkreten Härtefallregelung zur Korrektur der individuellen Effizienzvorgabe. Vielmehr wird diese Konstellation nunmehr über die allgemeine Härtefallregelung in Tenorziffer 13 der RAMEN-Festlegung abgebildet.

ENTWURF

Dort ist in der Begründung ausdrücklich vorgesehen, dass die Härtefallregelung auch eine Anpassung der Erlösobergrenze für Sachverhalte, die vormals unter § 16 Abs. 2 ARegV fielen, ermöglicht. Das heißt, dass in dem Fall, dass ein Netzbetreiber nachweist, dass er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann, nunmehr zwar keine Anpassung der Effizienzvorgabe mehr erfolgt, sondern anstelle dessen eine Anpassung der Erlösobergrenze.

379 Entgegen der in Stellungnahmen vorgetragenen Ansicht soll der Abbau der Ineffizienzen gleichmäßig über einen Zeitraum von drei Jahren erfolgen und nicht ungleichmäßig mit einem Abbau von 20 Prozent im ersten Jahr, 60 Prozent im zweiten Jahr und 100 Prozent im dritten Jahr erfolgen. Die gewählte Vorgehensweise erscheint zum einen als die naheliegendste und zum anderen wird damit die bisherige Vorgehensweise eines gleichmäßigen Abbaupfades fortgeführt. Die in den Stellungnahmen vorgetragene Ansicht würde demgegenüber einen überproportionalen Abbau der Ineffizienzen im zweiten und dritten Jahr der Regulierungsperiode bewirken.

380 In Stellungnahmen wurde auch vorgetragen, die Verkürzung des Abbaupfades entziehe den Netzbetreibern die für den vorausschauenden Netzausbau und die Umsetzung der Energiewende erforderlichen finanziellen Mittel. Bei den genannten Aspekten handelt es sich unzweifelhaft um gesetzliche Zielsetzungen, deren Umsetzung durch die Effizienzvorgaben grundsätzlich nicht behindert oder erschwert werden soll. Diesen wird gerade hinsichtlich der verfügbaren finanziellen Mittel durch den Kapitalkostenaufschlag auf Plankostenbasis und den neuen OPEX-Aufschlag Rechnung getragen. Es ist vielmehr fraglich, warum die Netznutzer über die von ihnen zu entrichtenden Netzentgelte länger als notwendig ineffiziente Kosten finanzieren sollen. Dies würde den Zielen des nationalen Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 EnWG, eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten, widersprechen.

ENTWURF

## 23. Mitteilung an die Länder (Tenorziffer 19)

381 Tenorziffer 19 regelt klarstellend die Übermittlung der Effizienzwerte sowie der zugrundeliegenden Daten im Hinblick auf die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit durch die Bundesnetzagentur an die jeweils zuständige Landesregulierungsbehörde. Es handelt sich insoweit um eine Konkretisierung der gesetzlichen Ermächtigung zum Datenaustausch zwischen den Behörden zur Erfüllung ihrer Aufgaben in § 55 Abs. 3 Satz 1, 2 EnWG. Die Übermittlung der Daten ist insoweit erforderlich, als die Landesregulierungsbehörden gemäß § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr.2, Satz 2 EnWG für die Genehmigung oder Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Netzentgelte im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG für Netzbetreiber in Landeszuständigkeit zuständig sind. Dazu können die Ergebnisse des bundesweiten Effizienzvergleichs verwendet werden. Eine Übermittlung der Supereffizienzwerte, wie sie in der bisherigen Regelung in § 12 Abs. 5 ARegV vorgesehen war, ist nicht mehr erforderlich, da diese allein für die Ermittlung des Effizienzbonus nach § 12a ARegV notwendig war, der nunmehr nicht mehr verankert wird.

## 24. Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 20)

382 Tenorziffer 20 trifft Regelungen zum Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber.

383 Die Regelung in Satz 1 legt fest, dass – anstelle eines nationalen Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber – die Ergebnisse des letzten internationalen Effizienzvergleichs nach Art. 19 Abs. 2 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) angewendet werden können. Dies gilt jedoch nur, sofern dieser Effizienzvergleich die nationalen Gegebenheiten hinreichend berücksichtigt.

384 Die Regelung trägt den Vorgaben in Tenorziffer 10.2 der RAMEN- Festlegung sowie den unionsrechtlichen Vorgaben in Art. 19 Abs. 2 Gas-VO Rechnung.

385 Mit Art. 19 Abs. 2 der neuen Gas-Binnenmarkts-Verordnung (VO (EU) 2024/1789) wurde ein europäischer Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber eingeführt, der sogenannte AEC (ACER TSO Efficiency Comparison). Dieser wird durch die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

ENTWURF

durchgeführt. Die Ergebnisse sollen einmalig bis zum 5. August 2027 und anschließend alle vier Jahre in Form einer Studie veröffentlicht werden.

386 Art. 19 Abs. 2 Gas-VO sieht vor, dass die zuständigen Regulierungsbehörden bei der regelmäßigen Festsetzung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse der Fernleitungsnetzbetreiber diesen Vergleich und die nationalen Gegebenheiten berücksichtigen. Daraus folgt, dass die Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs nicht mehr fakultativ, sondern unionsrechtlich obligatorisch ist. Die Norm ist jedoch dahingehend auszulegen, dass der AEC nicht zwingend übernommen werden muss, wenn nationale Gegebenheiten entgegenstehen. Wenn eine Berücksichtigung des ACER Benchmarks erfolgen soll, ist damit nicht lediglich die vollständige Übernahme des ACER Benchmarks auf nationaler Ebene, sondern vielmehr irgendeine Form der Einbeziehung in die Überlegungen gemeint. Dies folgt bereits aus dem Wortlaut der Norm. Denn nach dem allgemeinen Sprachverständnis bedeutet der Begriff „berücksichtigen " „bei seinen Überlegungen, seinem Handeln beachten, nicht übergehen, in seine Überlegungen einbeziehen".[83] Ein anderes Verständnis folgt auch nicht aus anderen Sprachfassungen (EN „shall take into account", FR „tiennent compte de"). Dieses Verständnis wurde auch in der RAMEN-Festlegung verankert. In Tenorziffer 10.2 ist zunächst vorgesehen, dass die Ergebnisse des AEC bei der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte berücksichtigt werden können. Es wird in Satz 2 jedoch ergänzend auch die Durchführung eines Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur ermöglicht. Dort wird zunächst offengelassen, ob dabei ein nationaler oder ein internationaler Effizienzvergleich durchgeführt werden würde. Allerdings solle im Sinne einer Vermeidung von Doppelstrukturen in einem ersten Schritt erörtert werden, wie der ACER-Effizienzvergleich berücksichtigt werden könne.

387 Satz 1 der Tenorziffer legt fest, dass die unmittelbare Übernahme der Ergebnisse des AEC nur dann erfolgen soll, wenn dieser die nationalen Gegebenheiten hinreichend

[83] Duden-online, Stichwort: berücksichtigen, abrufbar unter https://www.duden.de/rechtschreibung/beruecksichtigen (letzter Abruf 24.04.2025).

ENTWURF

berücksichtigt. Dies ist nach Durchführung des AEC zu prüfen. Nationale Gegebenheiten sind dabei insbesondere berücksichtigt, wenn das in Tenorziffer 2.2 der Festlegung RAMEN festgelegte Basisjahr übereinstimmt, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG gewährleistet ist und. die Prüfung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe im Sinne der Tenorziffer 16 ermöglicht wird. Die aufgezählten Kriterien sind nicht abschließend.

388 Demzufolge ist etwa zu prüfen, ob das dem AEC zugrunde gelegte Basisjahr mit den nationalen Vorgaben der Tenorziffer 2.2 und 2.3 RAMEN- Festlegung übereinstimmt. Es ist davon auszugehen, dass zumindest die erstmalige Durchführung des AEC bezüglich des Zeitpunktes, an dem die Ergebnisse vorliegen müssen, noch passend zum Beginn der fünften Regulierungsperiode Gas sein wird (Beginn 01.01.2028). Allerdings wird aller Voraussicht nach die Datengrundlage für den AEC nicht dem nationalen Basisjahr nach Tenorziffer 2.3 der RAMEN-Festlegung entsprechen. Zudem werden die Ergebnisse des AEC in Anbetracht der Abweichung der für den AEC vorgesehenen Frequenz der Durchführung alle vier Jahre von der in der RAMEN-Festlegung angelegten Länge der Regulierungsperioden von fünf bzw. drei Jahren voraussichtlich weit überwiegend nicht zeitlich passend zu den nationalen Vorgaben vorliegen.

389 Weiterhin kann geprüft werden, ob bei einer Zugrundelegung des AEC für die Festlegung der nationalen Erlösobergrenzen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG gewährleistet ist. Diese nationale Vorgabe wird aus der unionsrechtlichen Grundlage der Schaffung *angemessener* Anreize zur Effizienzsteigerung (Art. 78 Abs. 9 Gas-RL) abgeleitet. Dazu zählt auch die Einhaltung der zur Absicherung dieser gesetzlichen Vorgabe in der RAMEN-Festlegung angelegten Vorgaben. Namentlich ist zu gewährleisten, dass die Effizienzvorgaben auf TOTEX angewendet werden (vgl. Regulierungsformel in Tenorziffer 4.3 bzw. 4.4 der RAMEN-Festlegung), eine Effizienzprüfung bereits in der Kostenprüfung nach GasNEF erfolgt sowie nicht beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{nEu}$) aus dem Effizienzvergleich ausgenommen werden (vgl. § 21a Abs. 1 Satz 6 EnWG).

Zudem kann geprüft werden, ob eine Berücksichtigung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber über eine nationale Prüfung im Sinne der

ENTWURF

Tenorziffer 16 dieser Festlegung – insbesondere bezüglich der Prüfung auf Vorliegen eines Alleinstellungsmerkmals oder nahezu eines solchen - sowie die Ermittlung eines etwaigen Aufschlages auf den Effizienzvergleich möglich ist.

390 Neben den benannten inhaltlichen Anforderungen müssen auch administrative Anforderungen eingehalten werden, die der Bundesnetzagentur eine Anwendung der ermittelten Effizienzwerte für die Festlegung der Erlösobergrenzen ermöglichen. So muss etwa ein Datenzugriff dergestalt gewährleistet sein, dass die Ergebnisse durch die Bundesnetzagentur nachvollzogen und plausibilisiert werden können, insbesondere für den Fall von Beschwerde- und Rechtsbeschwerdeverfahren vor den nationalen Gerichten.

391 Anstelle der unmittelbaren Übernahme der Ergebnisse des AEC in Form der ermittelten Effizienzwerte sieht Satz 2 die Durchführung eines nationalen Effizienzvergleichs auf Basis des für den AEC ermittelten Modells vor. Auf diese Weise können nationale Gegebenheiten berücksichtigt werden. So können etwa solche Daten in das Modell eingepflegt werden, die dem auf nationaler Ebene relevanten Basisjahr entstammen. Zudem können weitere Anpassungen, etwa im Hinblick auf die Herstellung der Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe, vorgenommen werden. Die etwaige zusätzliche Durchführung eines Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur ist auch in Tenorziffer 10.2 Satz 2 der RAMEN-Festlegung angelegt.

392 Zudem stellen sich in Deutschland besondere Herausforderungen im Hinblick auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch die Fernleitungsnetzbetreiber, die sich aus der Transitposition Deutschlands im Bereich der Gasfernleitungen ergeben. Diese wurden und werden durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine noch vergrößert, da die Transitfunktion im Wesentlichen weggebrochen ist. Derartige exogene Faktoren beeinträchtigen die wirtschaftliche Entscheidungsfreiheit der Fernleitungsnetzbetreiber und dürfen im Effizienzvergleich nicht zu Nachteilen führen. Zudem zeigt sich bei den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern eine stärkere Differenzierung der Versorgungsaufgabe, die diese auf europäischer Ebene von den anderen am AEC teilnehmenden Fernleitungsnetzbetreibern unterscheidet. In Deutschland gibt es deutlich mehr Fernleitungsnetzbetreiber als in den meisten

ENTWURF

anderen europäischen Mitgliedstaaten. Diese übernehmen zum Teil nicht lediglich Transitaufgaben, sondern zum Teil auch Verteilungsaufgaben. Auch diese nationalen Besonderheiten werden – voraussichtlich – bei dem ACER Effizienzvergleich nicht berücksichtigt werden. Mithin könnte die Durchführung eines nationalen Effizienzvergleich erforderlich bleiben, um diesen Umstand besser abbilden zu können. Die Beschlusskammer hat sich daher aufgrund der vorgenannten Unsicherheiten, die sich insbesondere auch daraus ergeben, dass zum Zeitpunkt der Entscheidung noch unklar ist wie der AEC konkret ausgestaltet sein wird, für eine Verankerung eines nationalen Effizienzvergleichs entschieden.

393 Der nationale Effizienzvergleich soll auf Basis des von ACER entwickelten Modells durchgeführt werden. Denn es ist davon auszugehen, dass das Modell – ggf. abgesehen insbesondere von einer für die nationale Anwendung bestehenden Überspezifizierung aufgrund einer zu hohen Anzahl an Vergleichsparametern - den nationalen Anforderungen entsprechen wird. Dies deshalb, da durch ACER die auch für die Durchführung des nationalen Effizienzvergleichs maßgeblichen europarechtlichen Rechtsgrundlagen einzuhalten sind.

394 Aufgrund des ACER-Benchmarks gibt es keinen Bedarf mehr für Regelungen zu einer Referenznetzanalyse, wie diese bislang in § 22 Abs. 4 ARegV vorgesehen war.

395 Sollte im Falle der Notwendigkeit eines nationalen Effizienzvergleichs das für den AEC entwickelte Modell nicht anwendbar sein, ermöglicht Satz 3 der Tenorziffer 20 für die fünfte Regulierungsperiode einen Rückgriff auf das Modell der vierten Regulierungsperiode. Es ist nicht absehbar, dass Änderungen zur Ausgangslage der vierten Regulierungsperiode eintreten werden. Insbesondere wird sich eine Verzerrung der Kapitalkosten durch die unterschiedlichen Abschreibungswerte in Folge der KANU 2.0 Festlegung bei den Fernleitungsnetzbetreibern noch nicht im Basisjahr 2025 auswirken, da eine Nutzungsdauerverkürzung für Bestandsanlagen erst ab 2026 möglich ist. Sie dürfte folglich – abgesehen von der Nutzung der Option der Nutzungsdauerverkürzung für Neuanlagen gemäß der Vorgängerfestlegung zu KANU 2.0 - noch keinen Einfluss auf den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreibern in der fünften Regulierungsperiode haben. Daher ist, anders als bei den Gasverteilernetzbetreibern, bei denen bereits ab 2025 immer größere Verzerrungen der

ENTWURF

Kapitalkosten wegen unterschiedlicher Abschreibungen auftreten könnten, noch keine neue Modellierung erforderlich.

396 Wie auch der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber steht nach Satz 4 der Tenorziffer auch ein etwaiger nationaler Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber unter dem Vorbehalt, dass die Durchführung angesichts der Auswirkungen der Gasnetztransformation noch möglich sein muss. Dieses Erfordernis ergibt sich auch aus der Begründung zu Tenorziffer 10.2 der RAMEN-Festlegung. Auch bei Fernleitungsnetzbetreibern soll danach zu erörtern sein, ob ein solcher Effizienzvergleich im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation noch belastbar durchgeführt werden kann. Die Prüfung erfolgt in diesem Fall entsprechend Tenorziffer 2.2. Denn das Gutachterkonsortiums hat insoweit klargestellt, dass das für die Gasverteilernetzbetreiber entwickelte Prüfraster grundsätzlich auch für die Fernleitungsnetzbetreiber angewendet werden kann (vgl. I. 5.2.5).

## 25. Anwendungszeitraum (Tenorziffer 21)

397 Tenorziffer 21 trifft Regelungen zum zeitlichen Anwendungsbereich der Festlegung. Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Gasverteilernetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber das Jahr 2025. Aus Tenorziffer 2.2 der RAMEN-Festlegung sowie der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgt, dass die Regelungen dieser Festlegung nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der GasNEV in Kraft treten, sondern zeitlich aufgrund der vorgelagerten Durchführung des Effizienzvergleichs bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung beanspruchen. Insoweit kommt die Abweichungskompetenz gemäß § 23a Abs. 3 Satz 4 EnWG vorliegend nicht zur Anwendung, denn die verordnungsrechtlichen Regelungen für die vierte Regulierungsperiode bleiben materiell von der vorliegenden Festlegung unangetastet.

ENTWURF

## 26. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 22)

398 Tenorziffer 22 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 Satz 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

399 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Anreizregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen zu den einzelnen Elementen der Anreizregulierung erfolgen.

400 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen zu der betreffenden Tenorziffer 16 verwiesen.

## 27. Kostenentscheidung (Tenorziffer 23)

401 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Absatz 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 Satz 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

ENTWURF

## III. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG)

403 Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 8 und Nr. 5 EnWG erfolgt, nimmt die Beschlusskammer , in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a Satz 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a Satz 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

ENTWURF

## 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 | Beisitzerin | Beisitzerin |
| Klaus Müller | Barbie Kornelia Haller | Dr. Daniela Brönstrup |
| Beisitzer | Beisitzer | Beisitzer |
| Achim Zerres | Karsten Bourwieg | Dr. Christian Schütte |

ENTWURF