Bundesnetzagentur

Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-25-02-1#2

BESCHLUSS

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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber**

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 08.12.2025 beschlossen:

1. Adressaten

[1]Die Festlegung findet Anwendung auf alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Regelverfahren. [2]Von der Anwendung ausgenommen sind Betreiber von Übertragungsnetzen, Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen sowie solche Netzbetreiber, die an dem vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 der Festlegung RAMEN[1] teilnehmen.

2. Durchführung des Effizienzvergleichs

[1]Die Bundesnetzagentur führt vor Beginn der Regulierungsperiode dem Stand der Wissenschaft entsprechend nach den Vorgaben dieser Festlegung einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen mit dem Ziel durch, individuelle Effizienzwerte für diese Netzbetreiber zu ermitteln. [2]Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben ist dabei zu gewährleisten.

3. Datengrundlage

3.1 [1]Die Bundesnetzagentur erhebt bundesweit bei den Netzbetreibern im Anwendungsbereich von Tenorziffer 1 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 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 StromNEF[2] ermittelten Gesamtkosten der Netzbetreiber, die nach § 54 Abs. 2

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

EnWG in ihre Zuständigkeit fallen, bis zum 31. März des der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres übermitteln. [2]Dazu zählen die Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen im Sinne der Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung sowie jene Gesamtkosten nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung nach Tenorziffer 7 dieser Festlegung. [3]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. [4]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 – insbesondere unter Berücksichtigung des Zeitpunkts, des Verantwortungsbereichs, der wirtschaftlichen Relevanz sowie der Auswirkungen auf das Gesamtgefüge – 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

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

6.1 [1]Als Aufwandsparameter sind die wie folgt ermittelten Kosten anzusetzen.[2]Grundlage für die Ermittlung der Aufwandsparameter ist das nach der Festlegung StromNEF 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 werden Aufwandsparameter ohne durchgeführte Vergleichbarkeitsrechnung berücksichtigt.

6.2 [1]Zu den Aufwandsparametern zählen Kosten für Maßnahmen der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG. [2]Die Methodik zur Vergleichmäßigung dieser Kosten bleibt einer Einzelfestlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG überlassen.

7. Vergleichbarkeitsrechnung

7.1 Für die hinreichende Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten sind im Rahmen der gemäß Tenorziffer 6.1 Satz 3 durchzuführenden Vergleichbar-

keitsrechnung Kapitalkostenannuitäten nach Maßgabe von Tenorziffer 7.2 zu ermitteln; dabei umfassen die Kapitalkosten die Kostenpositionen nach Tenorziffer 4.2 der Festlegung StromNEF.

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 StromNEF erfolgt.[2]Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind die Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der Festlegung StromNEF zu verwenden.[3]Für erhaltene Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse gilt als Nutzungsdauer die Auflösungsdauer von 20 Jahren gemäß Tenorziffer 13 Satz 3 der Festlegung StromNEF.[4]Der zu verwendende Zinssatz ist ausgehend von dem durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 lit. a) EnWG bestimmten gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC) gemäß Tenorziffer 10 Satz 1 und 2 der Festlegung StromNEF 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 StromNEF 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 bis zum 31.12.2028 geltenden StromNEV übersteigt. [3]Bezüglich der Verpflichtung zur Tagesneuwertermittlung gelten die Obergrenzen auch nach dem 31.12.2028. [4]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. [5]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 verketten sind. [6]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. [7]Es sind die Ersatzindexreihen gemäß Anlage 1b und 1c 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 können flächenbezogene Näherungswerte gebildet werden. [4]Die Vergleichsparameter können bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Stromversorgungsnetzen 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.

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 ist die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend zu gewährleisten und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber angemessen abzubilden.

[2]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.

[3]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.

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

Weichen die im Effizienzvergleich mit den nach Tenorziffer 6 zugelassenen Aufwandsparametern jeweils ermittelten Effizienzwerte eines Netzbetreibers voneinander ab, so ist 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.

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 weiteren Ausreißern durchzuführen; die festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz für die DEA zu entfernen. [3]Für die ermittelten Ausreißer wird ein Effizienzwert von 100 Prozent festgelegt.

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. [3]Die ermittelten Ausreißer erhalten den mittels der in der Tenorziffer 9.3 erläuterten Methode ausgewiesenen Effizienzwert.

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 70 Prozent, so ist der Effizienzwert mit 70 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.

15. Effizienzwert

[1]Netzbetreiber, die in der DEA auf der Effizienzgrenze liegen, erhalten in der DEA einen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent zugewiesen, für alle anderen Netzbetreiber gilt 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 nach der Tenorziffer 12 zu ermitteln und 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 Netzebenen, es erfolgt keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen 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 6.1 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 für die Festlegung der Erlösobergrenzen zuständigen 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.

18. Individuelle Effizienzvorgabe

Die Festlegung der Erlösobergrenzen hat so zu erfolgen, dass die nach Tenorziffer 17 ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch gleichmäßig 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 StromNEF, 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. Anwendungszeitraum

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

21. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in der Tenorziffer 16 Satz 2 und 3 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Das Antragserfordernis und -verfahren gelten ausschließlich in Bezug auf Netzbetreiber im Sinne der Tenorziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

22. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Anlage 1a, Indexreihen Strom* (zu Tenorziffer 7)

Bei der Ermittlung der Tagesneuwerte nach Tenorziffer 7.4 sind folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

1. für die Anlagengruppen der Grundstücksanlagen und Gebäude der Anlage 1 der Festlegung StromNEF 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 Anlagengruppe der Kabel der Anlage 1 der Festlegung StromNEF
    a) 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 70 Prozent und
    b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen), Code: 61241-0003, Merkmal: GP2019 (6-Steller): Gewerbliche Produkte, GP19-273214) mit einem Anteil von 30 Prozent;
3. für die Anlagengruppe der Freileitungen der Anlage 1 der Festlegung StromNEF
    a) 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 50 Prozent,
    b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-

/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen), Code: 61241-0003, Merkmal: GP2019 (6-Steller): Gewerbliche Produkte GP19-273214) mit einem Anteil von 15 Prozent und

c) der Index Türme und Gittermaste, aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/Sonderpositionen), Code: 61241-0003, Merkmal: GP2019 (6-Steller): Gewerbliche Produkte, GP-251122) mit einem Anteil von 35 Prozent;

4. für die Anlagengruppe der Stationen der Anlage 1 der Festlegung StromNEF
   a) 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 35 Prozent und
   b) die Indexreihe für 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) mit einem Anteil von 65 Prozent;
5. für die Anlagengruppe I.1.3 Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse der Festlegung StromNEF der Verbraucherpreisindex (Statistisches Bundesamt, Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre, Code: 61111-0001);
6. für alle übrigen Anlagengruppen, 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 der Anlage 1 der Festlegung StromNEF, die Indexreihe für Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundes-

amt, 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.

Anlage 1b, Ersatzindexreihen Strom* (zu Tenorziffer 7)

Ersatzindexreihen nach Tenorziffer 7.4 Satz 7, die – ausgenommen Ziffer 4 und 5 – über www-genesis.destatis.de verfügbar sind, 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 Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Erzeugerpreise gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Code: 61241-0001);
4. für die Indexreihe Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt für den Zeitraumvor 1995
    a. die Indexreihe Kabel für die Anlagengruppe Kabel gemäß Anlage 1c und
    b. für die Anlagengruppe Freileitungen die Indexreihe Isolierte Drähte und Leitungen gemäß Anlage 1c;
5. für die Indexreihe Türme und Gittermaste, aus Eisen oder Stahl, für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe Fertigteilbauten überwiegend aus Metall, Konstruktionen aus Stahl und Aluminium gemäß Anlage 1c.

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

Anlage 1c, Ergänzung Ersatzindexreihen Strom*(zu Tenorziffer 7)

Ersatzindexreihen nach Tenorziffer 7.4 Satz 7, die über www-genesis.destatis.de nicht verfügbar sind, sind:

Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte: Kabel, Isolierte Drähte und Leitungen, Fertigteilbauten überwiegend aus Metall, Konstruktionen aus Stahl und Aluminium; vorbehaltlich zukünftiger Änderungen und Umbasierungen durch das Statistische Bundesamt

	GP1989: 3626 Kabel **Basis 1991 = 100**	GP1989: 3625 Isolierte Drähte und Leitungen **Basis 1991 = 100**	GP1989: 311 Fertigteilbauten überwiegend aus Metall, Konstruktionen aus Stahl und Aluminium **Basis 1991 = 100**
1957			33,9
1958		91,1	35,0
1959		93,0	34,2
1960		95,0	35,6
1961		92,9	37,0
1962	65,9	89,2	39,1
1963	65,1	84,8	38,6
1964	74,0	92,4	38,6
1965	82,4	101,3	40,0
1966	90,8	115,2	40,5
1967	80,6	101,4	36,2
1968	78,5	93,9	36,1
1969	82,1	101,6	40,8
1970	83,8	105,3	47,6
1971	75,3	89,5	50,8
1972	74,0	84,4	50,8
1973	78,6	90,3	51,9
1974	83,1	97,3	55,0
1975	74,5	75,8	58,6
1976	76,4	79,8	60,8
1977	75,2	74,6	
1978	74,3	70,3	
1979	80,0	77,2	
1980	86,1	89,0	

1981	89,9	94,3
1982	92,0	93,9
1983	97,4	93,2
1984	100,3	92,3
1985	102,9	93,2
1986	98,3	90,3
1987	99,0	91,8
1988	106,1	97,3
1989	109,4	101,5
1990	102,0	100,0
1991	100,0	100,0
1992	96,2	99,2
1993	90,2	96,5
1994	86,7	96,6
1995	82,7	99,2

* Statistisches Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden.

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 8

10. Verfahren 9

11. Kostenbasis 9

12. Abrechnungsmethode 9

13. Ausreißeranalysen 9

14. Mindesteffizienzwert 10

15. Effizienzwert 10

16. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe 11

17. Ermittlung der Ineffizienzen 11

18. Individuelle Effizienzvorgabe 11

19. Mitteilung an die Länder 12

20. Anwendungszeitraum 12

21. Verfahrensvorschriften 12

22. Kostenentscheidung 12

Anlage 1a, Indexreihen Strom* (zu Tenorziffer 7) 13

ANLAGE 1B, ERSATZINDEXREIHEN STROM* (ZU TENORZIFFER 7) 16

ANLAGE 1C, ERGÄNZUNG ERSATZINDEXREIHEN STROM*(ZU TENORZIFFER 7) 18

Gründe 24

I. 24

1. ECKPUNKTEPAPIER „NETZE. EFFIZIENT. SICHER. TRANSFORMIERT." 24
1.1. Inhalt des Eckpunktepapiers NEST 24
1.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST 28

2. VERFAHRENSEINLEITUNG 28

3. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG 30
3.1. Wissenschaftsdialog 30
3.2. Branchendialog 31
3.3. Vertiefungstermin Heterogenität und Vorausschauender Netzausbau 33

4. SACHSTANDPAPIER 33
4.1. Inhalte des Sachstandpapiers 34
4.2. Stellungnahmen zum Sachstandspapier 34

5. WEITERER EXPERTENAUSTAUSCH 42

6. ANHÖRUNG DES FESTLEGUNGSENTWURFS 43
6.1. Adressaten (Tenorziffer 1) 44
6.2. Durchführung des Effizienzvergleichs (Tenorziffer 2) 46
6.3. Datengrundlage (Tenorziffer 3) 48
6.4. Umgang mit fehlenden und unvollständigen Daten; Datenkorrekturen (Tenorziffer 4) 49
6.5. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6) 51
6.6. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8) 54
6.7. Methoden (Tenorziffer 9) 59
6.8. Verfahren (Tenorziffer 10) 60
6.9. Kostenbasis (Tenorziffer 11) 60
6.10. Abrechnungsmethode (Tenorziffer 12) 61
6.11. Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13) 67
6.12. Mindesteffizienzwert (Tenorziffer 14) 68
6.13. Effizienzwert (Tenorziffer 15) 70
6.14. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 16) 75
6.15. Ermittlung der Ineffizienzen (Tenorziffer 17) 76
6.16. Individuelle Effizienzvorgabe (Tenorziffer 18) 77
6.17. Mitteilung an die Länder (Tenorziffer 19) 83
6.18. Sonstiges 83

7. BERATUNGSPROJEKTE UND KURZGUTACHTEN 84
7.1. Kurzgutachten zu Auswirkungen der Neuregelung des vereinfachten Verfahrens 84

7.2. Kurzgutachten zur Ausgestaltung der Bestabrechnung ... 89

8. Weiterer Verfahrensablauf ... 96

II. ... 96

1. Zuständigkeit ... 96

2. Ermächtigungsgrundlage ... 97

3. Formelle Rechtmäßigkeit ... 97

4. Rechtlicher Rahmen ... 98
4.1. Europäischer Rechtsrahmen ... 98
4.2. Nationaler Rechtsrahmen ... 103
4.3. Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN ... 106

5. Adressaten (Tenorziffer 1) ... 107

6. Durchführung des Effizienzvergleichs (Tenorziffer 2) ... 111

7. Datengrundlage (Tenorziffer 3) ... 118
7.1. Datenerhebung (Tenorziffer 3.1) ... 118
7.2. Datenübermittlung durch Landesregulierungsbehörden (Tenorziffer 3.2) ... 120
7.3. Beginn der Modellbildung (Tenorziffer 3.3) ... 123

8. Umgang mit fehlenden und unvollständigen Daten; Datenkorrekturen (Tenorziffer 4) ... 124
8.1. Berücksichtigung von Datenkorrekturen (Tenorziffer 4.1) ... 124
8.2. Alt- und Schätzdaten (Tenorziffer 4.2) ... 132
8.3. Änderungen durch gerichtliche Entscheidungen (Tenorziffer 4.3) ... 134

9. Parameter für den Effizienzvergleich (Tenorziffer 5) ... 137

10. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6) ... 137
10.1. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6.1) ... 137
10.2. Berücksichtigung von Redispatchkosten (Tenorziffer 6.2) ... 140

11. Vergleichbarkeitsrechnung (Tenorziffer 7) ... 145

12. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8) ... 151
12.1. Anforderungen an Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.1) ... 151
12.2. Auswahl der Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.2) ... 156
12.3. Einheitliche Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.3) ... 161
12.4. Strukturelle Vergleichbarkeit und Heterogenität (Tenorziffer 8.4) ... 163

13. Methoden (Tenorziffer 9) ... 169
13.1. Methoden für den Effizienzvergleich ... 169
13.2. Skalenerträge (Tenorziffer 9.4) ... 176

14. VERFAHREN (TENORZIFFER 10) 179

15. KOSTENBASIS (TENORZIFFER 11) 180

16. ABRECHNUNGSMETHODE (TENORZIFFER 12) 180

17. AUSREIßERANALYSEN (TENORZIFFER 13) 191
17.1. Durchführung der Ausreißeranalysen 191
17.2. DEA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.2) 192
17.3. SFA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.3) 195
17.4. Modifikation der Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.4) 196

18. MINDESTEFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 14) 196

19. EFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 15) 199
19.1. Ermittlung der Effizienzwerte 199
19.2. Nichtverankerung eines Effizienzbonus 207

20. BESONDERHEITEN DER VERSORGUNGSAUFGABE (TENORZIFFER 16) 210

21. ERMITTLUNG DER INEFFIZIENZEN (TENORZIFFER 17) 215

22. INDIVIDUELLE EFFIZIENZVORGABE (TENORZIFFER 18) 217

23. GESAMTABWÄGUNG 225

24. MITTEILUNG AN DIE LÄNDER (TENORZIFFER 19) 241

25. ANWENDUNGSZEITRAUM (TENORZIFFER 20) 242

26. VERFAHRENSVORSCHRIFTEN (TENORZIFFER 21) 242

27. KOSTENENTSCHEIDUNG (TENORZIFFER 22) 243

III. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG) 244

Rechtsbehelfsbelehrung 245

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 Effizienzvergleich, 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. September 2021 (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.

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) hätten 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 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 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.

1.1.5 Beibehaltung des Effizienzvergleichs für Stromverteilernetzbetreiber

18 Der Effizienzvergleich für die Stromverteilernetzbetreiber sei ein geeignetes Instrument und sollte ausgehend von der bisherigen Systematik im Strombereich weiterentwickelt werden. Instrumente zur Steigerung der Kosteneffizienz seien konstitutives Element einer Netzentgeltregulierung. Gerade in Phasen, in denen Netzstrukturen für die Zukunft dauerhaft angelegt würden, müsse Effizienz ein Kriterium sein. Ineffiziente Netzstrukturen seien nicht mehr reversibel.

1.2. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

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

20 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.

21 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.

22 Es wurde eine regelmäßige Prüfung und ggf. 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.

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

2. Verfahrenseinleitung

24 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 Aktenzeichen GBK-24-02-3#5 eingeleitet.

25 Anlass für das Verfahren war die Festlegung einer Methodik im Hinblick auf die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichsverfahren der

Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber nach Außerkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung.

26 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 17. Oktober 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

27 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.

28 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.

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

30 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Effizienzvergleich Strom, GBK-25-02-1#2) übertragen. Somit geht das bisher unter dem Geschäftszeichen GBK-24-02-3#5 geführte Verfahren – soweit es Elektrizitätsverteilernetzbetreiber betraf – in dem

Verfahren für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (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.

31 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

32 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.

33 In dieser Veranstaltung wurden die Erfahrungen und Erkenntnisse von anerkannten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern und wissenschaftlichen Beratern[3] 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

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

[3] Einzelheiten hierzu sind abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2024/09_24.09_Wissenschaftsdialog_EffizienzVerglMethoden.html?nn=1031650.

35 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.

36 Diskutiert wurden insbesondere die notwendige Berücksichtigung der „neuen" Heterogenität, eine Gruppenbildung mit separaten Vergleichen, das Problem der verdeckten 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 wählende Benchmarkingmethode erfolgte von Seiten der Expertinnen und Experten 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.

37 Die Konferenz hatte einen ausgeprägten akademischen Charakter. Den Teilnehmerkreis bildeten daher vorrangig national und international anerkannte Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie erfahrene Akademikerinnen und Akademiker mit Praxiserfahrung auch aus der Branche. Dies ermöglichte eine fachbezogene Diskussion.

3.2. Branchendialog

38 Am 15. November 2024 hat die Beschlusskammer einen offenen Expertenaustausch zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich veranstaltet.[4]

39 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

[4] Einzelheiten hierzu sind abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2024/11_15.11_Expertenaustausch_Methoden_Effizienzvergl.html?nn=1031650.

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. Im Anschluss stellten Vertreterinnen und Vertreter 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.

40 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 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.

41 In zweiten Teil der Veranstaltung wurden im Zusammenhang mit dem Beratungsprojekt „Gutachten zur zukünftigen Anwendbarkeit und Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber“[5] 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

[5] Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/1061664.

zuerst der Sachstand von Seiten der Bundesnetzagentur vorgetragen. Im Anschluss stellte das mit der Erstellung des Gutachtens beauftragte Gutachterkonsortium bestehend aus Frontier Economics unter Mitwirkung von ConGas und Fraunhofer IEG das Projekt vor. Abschließend trugen wiederum Vertreterinnen und Vertreter der Branche ihre Standpunkte unter Zugrundelegung des Fragenkatalogs der Bundesnetzagentur vor.

42 Am Ende des jeweiligen Themenblocks gab es Gelegenheit zum offenen Austausch zwischen Vertreterinnen und Vertretern der Bundesnetzagentur und den eingeladenen Expertinnen und Experten. Die vorgetragenen Inhalte sind seitens der Bundesnetzagentur veröffentlicht worden.

3.3. Vertiefungstermin Heterogenität und Vorausschauender Netzausbau

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

44 Zu beiden Themen stellte die Branche zunächst ihre Standpunkte anhand einer von Seiten der Bundesnetzagentur übermittelten Fragenliste vor. Im Anschluss folgte eine Diskussion. Vertreterinnen und 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 Berücksichtigung im Zuge der Auswahl einzelner Parameter erfolgen, die auf Ebene der Einzelfestlegung angesiedelt ist.

4. Sachstandpapier

45 Am 16. Januar 2025 hat die Beschlusskammer ein Sachstandspapier zum Stand der Überlegungen zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich zum Jahreswechsel 2024/2025[6] veröffentlicht.

[6] Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-3x5_EffVer/GBK-24-02-3x5_Sachstand.html?nn=1031650.

4.1. Inhalte des Sachstandpapiers

46 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

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

48 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

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

50 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.

51 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.

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

53 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

54 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.

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

4.2.2.2 Ausreißeranalysen

56 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.

57 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.

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

4.2.2.3 Skalenerträge

59 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

60 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.

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

4.2.4 Vergleichsparameter

62 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.

63 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.

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

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

4.2.5 Modellbestimmung

66 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.

67 Bei der Modellauswahl seien statistischen Kriterien weniger strikt zu berücksichtigen und im Gegenzug ingenieurwissenschaftliche 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.

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

69 Die von der Bundesnetzagentur angewendete Modellvalidierung mittels Second-Stage-Analyse sei nicht sachgerecht und solle entfallen. Stattdessen solle eine Modellvalidierung das Testen der Einbeziehung potentiell 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.

70 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.

71 Die Einführung eines Schwellenwertes im Hinblick auf die Anzahl der geprüften Unternehmen, bei dessen Überschreiten die Modellbildung begonnen werden kann, wurde 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 Redispatchkosten

72 Die Beschlusskammer müsse prüfen, ob bzw. wie Redispatchkosten in den Effizienzvergleich einzubeziehen seien und inwieweit dies zu Verzerrungen des Effizienzvergleichs führen würde. Dies sei auch bereits in § 32 Abs. 2 Satz 2 ARegV angelegt worden. Es sei auch zu prüfen, ob die Einbeziehung auf rechtmäßige Weise erfolgen könne, da sie nur einzelne, vom Redispatch besonders betroffene Unternehmen treffe und daher eine Einzelfallregulierung und Diskriminierung zulasten dieser Unternehmen darstelle. Es bestünden aufgrund der fortlaufenden Energiewende weiterhin Argumente dafür, diese Kosten wie bislang als nicht beeinflussbare Kosten, d. h. heute Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zu kategorisieren. Sowohl Redispatchmaßnahmen als auch die dadurch entstehen Kosten seien Ausfluss einer gesetzgeberischen Grundsatzentscheidung und damit nicht beeinflussbar. Redispatchmaßnahmen seien im Zuge der Energiewende hin zur erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugung erforderlich, da der EE-Ausbau und der Netzausbau zeitlich auseinanderliefen.

4.2.7 Vorausschauender Netzausbau

73 Der vorausschauende Netzausbau sei im Effizienzvergleich bislang nicht hinreichend berücksichtigt worden. Dass dieser auf einer rückwärtsgewandten Beurteilung im Hinblick auf das Basisjahr beruhe, führe dazu, dass Input und Output auseinanderliefen. Denn den Kosten für den vorausschauenden Netzausbau, die bereits im nächsten Basisjahr anfielen, stünden zunächst keine steigenden Strukturparameter gegenüber.

74 Eine hinreichende Abbildung des vorausschauenden Netzausbaus im Effizienzvergleich könne auf verschiedene Weise gewährleistet werden. Es sollten mehr Variablen und Interaktionsterme in den Modellen berücksichtigt oder Potenzialparameter oder Kapazitätsparameter verwendet werden. Die verwendeten Kosten könnten durch Herausrechnen der betreffenden Kosten vor Durchführung des Effizienzvergleichs korrigiert werden oder hinsichtlich Kosten und Strukturvariablen auf Planungswerte abgestellt werden. Der Effizienzvergleich könnte hinsichtlich Investitionen in den vorausschauenden Netzausbau ausgesetzt werden, bis Input und Output nicht mehr auseinanderfielen.

4.2.8 Beibehaltung der Sicherheitsmechanismen

75 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.

4.2.8.1 Mindesteffizienzwert

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

4.2.8.2 Effizienzbonus

77 Der Effizienzbonus sei zu verankern. Die Argumente für seine Einführung in der ARegV würden fortgelten, da sich die Effizienzwerte weiter angeglichen hätten und der Effizienzbonus sicherstelle, dass weiterhin dynamische Impulse für Effizienzanreize gesetzt würden. Auch sei dieser zur Abbildung des zunehmenden Investitionsbedarfs aufgrund der Energiewende notwendig.

4.2.8.3 Skalierung der SFA-Effizienzwerte

78 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.

79 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.

4.2.8.4 Bestabrechnung

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

81 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.

82 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 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.

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

4.2.8.5 Abbaupfad

84 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.

85 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 Instandhaltungsarbeiten, negativ auf die Systemsicherheit auswirke.

86 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 Kontext der Bewältigung der zahlreichen Aufgaben der Netzbetreiber kontraproduktiv wirke.

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

88 Im Falle der Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre solle der Abbau der Ineffizienzen nicht gleichmäßig über drei Jahre (d. h. ein Drittel im ersten Jahr, zwei Drittel 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.

89 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.

4.2.9 Beschleunigungsmöglichkeiten

90 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.

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

5. Weiterer Expertenaustausch

92 Die Beschlusskammer hat am 14. Juli 2025 einen weiteren Expertenaustausch zum Entwurf der Methodenfestlegungen Effizienzvergleich Strom und Gas durchgeführt. Der Termin diente der kurzen Vorstellung der Festlegungsentwürfe und des von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenen Gutachtens zum Effizienzvergleich der Gasnetzbetreiber sowie der anschließenden Diskussion.

93 Im Rahmen dieses Termins haben sich Vertreterinnen und Vertreter der Bundesnetzagentur mit Expertinnen und Experten ausgetauscht. Weiteren Stakeholdern, Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern und interessierten Akteurinnen und Akteuren stand nach vorheriger Anmeldung ebenfalls eine Teilnahme per Webkonferenz offen.

94 Im Zuge des Termins stellte der Gutachter Polynomics im Auftrag von BDEW, VKU und GEODE Analysen zu den Auswirkungen der vorgesehenen Änderungen im vereinfachten Verfahren nach den RAMEN-Festlegungen sowie zu den in den Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich vorgesehenen Modifikationen vor.

95 Zum einen wurde vorgetragen, dass unter den neuen Teilnehmern am Regelverfahren mehrere strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber seien und die neuen Teilnehmer die Effizienzvorgaben in der DEA und die Masking-Probleme in der Ausreißeranalyse verschärften.

96 Zum anderen wurde erläutert, dass die Analysen von Polynomics ergeben hätten, dass die veränderte Zusammensetzung der Teilnehmer am Regelverfahren ein Herabsinken der Effizienzwerte aller Netzbetreiber im Regelverfahren zur Folge hätte, die ihren Effizienzwert aus der SFA erhielten. Dieser Effekt wurde als „Sogwirkung“ bezeichnet. Diese beruhe darauf, dass durch die Neuregelung der Zugangsvoraussetzungen zum vereinfachten Verfahren Netzbetreiber mit niedrigeren Effizienzwerten, die vormals über das vereinfachte Verfahren reguliert wurden, in das Regelverfahren gelangten. Aus methodischen Gründen führe dies in der SFA zum Herabsinken der Effizienzwerte aller Netzbetreiber.

97 Dieser Effekt werde sich ggf. noch verstärken, da das vereinfachte Verfahren durch die angedachten Neuregelungen unattraktiver werde und daher noch mehr Netzbetreiber unabhängig vom Schwellenwert freiwillig in das Regelverfahren wechseln könnten.

98 Durch die geplanten Modifikationen der Sicherungsmechanismen im Effizienzvergleich sinke die Durchschnittseffizienz nach den Analysen des Gutachters zusätzlich. Die Bundesnetzagentur unterschätze bei ihren Berechnungen den Gesamteffekt der geplanten Maßnahmen, da die Einzeleffekte sich gegenseitig verstärkten und sie die Effekte durch die Änderungen beim vereinfachten Verfahren bisher nicht einbezogen habe. Zudem werde durch die Ausrichtung auf die durchschnittlichen Effekte die unterschiedliche, teils massive individuelle Betroffenheit einzelner Netzbetreiber verschleiert.

99 Die Berechnungen beruhten nach Auskunft des Gutachters auf vorläufigen, nicht abschließend geprüften Ausgangsniveaus ohne Bereinigung um $KA_{nEu.}$

6. Anhörung des Festlegungsentwurfs

100 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 30. Juni 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am 09. Juli 2025 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.

101 Es sind innerhalb der Konsultationsfrist insgesamt 126 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. vier Verbände, 115 Netzbetreiber und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, sieben Landesregulierungsbehörden bzw. Landes- oder Bundesbehördenhaben Stellung genommen. Zudem hat der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) zu ausgewählten Fragen der zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen Stellung genommen.[7] Weiterhin gab es in den Sitzungen mit den Landesregulierungsbehörden, insbesondere am 28. Juli 2025, mündliche Aussprachen zu den Festlegungsentwürfen.

102 In einer Sondersitzung des Beirats der Bundesnetzagentur am 17. September 2025 hat die Bundesnetzagentur über den Stand der Verfahren des NEST-Prozesses informiert, die vorgenommene Positionierung fachlich erläutert und mit den Beiratsmitgliedern diskutiert.

103 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung orientiert sich an den Tenorziffern und gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Beschlusskammern → Große Beschlusskammer Energie veröffentlicht.

6.1. Adressaten (Tenorziffer 1)

104 Es wurde angeregt, die in Satz 1 verwendete Formulierung „im Regelverfahren des Effizienzvergleichs" in "im Regelverfahren der Anreizregulierung“ zu korrigieren.

105 Die Einführung eines wirtschaftlichen Schwellenwertes anstelle des kundenbezogenen Kriteriums zur Bestimmung der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren in Tenorziffer 16 der RAMEN-Festlegung wurde überwiegend kritisiert. Zum Teil wurde vorgetragen, die Neuregelung sei intransparent und führe zu Planungsunsicherheit und einer wachsenden strukturellen Heterogenität im Effizienzvergleich.

[7] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

106 Es solle geprüft werden, ob die Einbeziehung zusätzlicher Netzbetreiber, die bislang am vereinfachten Verfahren teilgenommen haben, in das Regelverfahren negative Auswirkungen auf den Effizienzvergleich habe. Dabei wurde auf den Vortrag des Gutachters Polynomics im Expertenaustausch am 14. Juli 2025 Bezug genommen, demzufolge der veränderte Teilnehmerkreis des Regelverfahrens statistisch bedingt eine deutliche Reduzierung der Durchschnittseffizienz aller Netzbetreiber zur Folge habe, die ihren Effizienzwert unter Anwendung der SFA erhalten (sogenannte „Sogwirkung"). Dabei sinke der Effizienzwert der unteren 20 Prozent der Netzbetreiber in der Folge durchschnittlich um 7,3 Prozentpunkte. Dies beruhe auf zwei Effekten: Zum einen wiesen die neuen Teilnehmer am Regelverfahren durchschnittlich schlechtere Effizienzwerte auf als die etablierten Teilnehmer am Regelverfahren. Dies habe den Hintergrund, dass die neu hinzukommenden Netzbetreiber bislang nicht den gleichen individuellen Effizienzvorgaben unterstellt waren wie die Teilnehmer am Regelverfahren. Zum anderen sei bei der SFA die Bestimmung der individuellen Effizienzwerte methodisch abhängig vom Durchschnittswert über alle Netzbetreiber, sodass die sinkende Durchschnittseffizienz aufgrund der hinzukommenden Netzbetreiber zu insgesamt sinkenden Effizienzwerten führe. Dies habe eine Benachteiligung der betroffenen Netzbetreiber zur Folge, ohne dass dies auf das wirtschaftliche oder effiziente Handeln dieser Netzbetreiber zurückzuführen sei. Der Verweis der Bundesnetzagentur auf eine fehlerhafte Datenbasis greife nicht durch, da Polynomics eher für Netzbetreiber nachteilige Werte zugrunde gelegt habe. Das Problem könne nicht durch eine Erhöhung des Schwellenwertes gelöst werden. Es bestehe die Gefahr, dass auch solche Netzbetreiber, die den Schwellenwert nicht überschreiten, freiwillig in das Regelverfahren wechselten, da das vereinfachte Verfahren durch Anpassungen im Regulierungsrahmen unattraktiv werde.

107 Sollten diese Ergebnisse zutreffend sein, solle der Schwellenwert für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nicht zu hoch angesetzt werden.

108 Zum Teil wurde auf Grundlage des Vortrags von Polynomics angegeben, dass neu hinzukommende Netzbetreiber lediglich durchschnittliche Effizienzwerte von 81,5 Prozent erhielten und damit unterhalb der Effizienzwerte der etablierten Teilnehmer am Regelverfahren lägen. Zudem würde für einige dieser Netzbetreiber auch erstmals

der Mindesteffizienzwert greifen. Auch erhielten die hinzukommenden Netzbetreiber ihre Effizienzwerte überwiegend aus der SFA, für die weitere Verschlechterungen geplant seien. Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben für diese Netzbetreiber wurde daher in Frage gestellt. Zudem wurde eine gesamthafte Prüfung der negativen Effekte aller geplanten Veränderungen, inklusive der Änderungen beim vereinfachten Verfahren, gefordert.

109 Vor dem Hintergrund dieser Analysen wurde teilweise gefordert, dass im Falle des Festhaltens an der Einführung des Schwellenwertes Sicherungsmechanismen vorgesehen werden müssten, um das beschriebene Absinken der Effizienzwerte zu verhindern. So solle der Effizienzvergleich ohne die neu hinzukommenden Netzbetreiber durchgeführt werden und anschließend eine nachgelagerte Effizienzwertberechnung auf Basis des zuvor für die „alten" Netzbetreiber ermittelten Effizienzvergleichsmodells durchgeführt werden. Zugleich solle eine Erweiterung der Ausreißeranalyse in der SFA vorgenommen werden, sodass ein Großteil der hinzukommenden der Netzbetreiber als Ausreißer erkannt werden könne.

110 In einer Stellungnahme wurde gefordert, zugunsten solcher Netzbetreiber, die aufgrund der vorgenannten Änderungen erstmalig vom vereinfachten Verfahren in das Regelverfahren wechseln, zusätzliche Sicherungsmechanismen vorzusehen. Die Methodenfestlegung basiere bislang fälschlich auf der Annahme, dass alle Adressaten bereits hinreichend mit dem Effizienzvergleichsverfahren vertraut seien.

6.2. Durchführung des Effizienzvergleichs (Tenorziffer 2)

111 Die Fortführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs auf Gesamtkostenbasis im Strombereich wurde insgesamt begrüßt.

112 Zum Teil wurde angemerkt, dass Satz 2 der Tenorziffer 2 zu unbestimmt sei und konkretisiert werden müsse. Es solle konkretisiert werden, dass die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a EnWG für jeden betroffenen Netzbetreiber zu gewährleisten und sicherzustellen seien. Es wurde auch gefordert, eine objektive und richterlich überprüfbare Erläuterung aufzunehmen, aus der in Bezug auf netzbetreiberindividuelle Effizienzwerte hervorgehen solle, anhand welcher Werte und Kriterien die Erfüllung der Anforderungen der Erreichbarkeit und

Übertreffbarkeit bewertet werde und mit welchen Instrumenten der Vorgabe Rechnung getragen werde.

113 Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben setze voraus, dass der ermittelte Effizienzwert dem Netzbetreiber rechtsverbindlich frühzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode mitgeteilt werde und dass die Sicherheitsmechanismen zur Gewährleistung unverzerrter Effizienzwerte bestehen blieben bzw. ausgebaut würden. Die frühzeitige Mitteilung sei erforderlich, da kurzfristige oder nachträgliche Anpassungen aufgrund erst spät ermittelter Ineffizienzen langfristige Netzausbaustrategien gefährden könnten, die zum vorausschauenden Netzausbau und damit zur Umsetzung der Energiewende notwendig seien.

114 Die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit könne nicht durch Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG bestimmt werden, sondern markiere eine Grenze der Zumutbarkeit, bei deren Überschreitung die Netzsicherheit (Art. 18 Strom- und Gas-VO) bzw. Lebensfähigkeit der Netze (§ 1 EnWG) gefährdet sei und die daher zwingend vermieden werden müsse. Aus dem Unionsrecht folge, dass die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten widerspiegeln müssten, soweit sie sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprächen (Erreichbarkeit), wobei durch die Tarifmethoden der Regulierungsbehörden langfristig angemessene Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt werden müssten (Übertreffbarkeit).

115 In einer Stellungnahme wurde gefordert, dass neben der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit weitere nationale und europarechtliche gesetzliche Vorgaben an den Effizienzvergleich in Tenorziffer 2 aufgeführt und konkretisiert werden, da sie den Maßstab für eine Überprüfung der Methodenfestlegung setzten. So solle festgelegt werden, dass die verwendeten Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechend angewandt werden müssten und dass die Ausgestaltung der Methoden so umgesetzt werden müsse, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methoden nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führe. Auch solle die Vorgabe aufgenommen werden, dass die Herstellung struktureller Vergleichbarkeit und die Berücksichtigung der objektiven strukturellen Unterschiede zwischen den

Netzbetreibern gewährleistet werden müssten, und dazu u. a. unveränderliche gebietsstrukturelle Merkmale, veränderliche netzstrukturelle Merkmale und Merkmale zur veränderlichen Heterogenität innerhalb des Netzgebietes geprüft würden.

116 Die Abschaffung bzw. Änderung der Sicherungsmechanismen gefährde den Ausbau der Netzinfrastruktur, der für die Elektrifizierung verschiedener Sektoren etwa durch den Umstieg auf Wärmepumpen und Elektromobilität erforderlich sei. Auf Grundlage von Berechnungen sei festgestellt worden, dass die Auswirkungen auf die Netzentgelte vernachlässigbar gering ausfielen (z. B. Einsparungen von unter 0,5 ct/kWh) und damit keine wesentliche Entlastung für die Netznutzer eintrete.

117 Die Beschlusskammer habe ein anderes Verständnis von der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben. Diese sei eingehalten, wenn der Netzbetreiber mit seinen Kosten unter Zugrundelegung üblicher unternehmerischer Maßnahmen die Erlösvorgabe nicht überschreiten müsse und somit die regulatorisch zugestandene Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals erwirtschaften könne. Die Beschlusskammer müsse sich folglich damit befassen, wie schnell ein Netzbetreiber Kosten anpassen könne, dies sei je nach Art der Kosten unterschiedlich.

118 Es sei nicht ausreichend, über die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit auf Grundlage der Anzahl der eingeräumten Sicherungsmechanismen zu entscheiden, da diese unterschiedlich mächtig seien und bei den einzelnen Netzbetreibern unterschiedlich stark wirkten. Die Einhaltung der Vorgabe müsse aber grundsätzlich für alle Netzbetreiber gewährleistet sein.

6.3. Datengrundlage (Tenorziffer 3)

119 Die Festlegung zur Datenerhebung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 11 EnWG solle unmittelbar nach Abschluss des Verfahrens zu Methodenfestlegung erfolgen, um eine entsprechende Vorlaufzeit für die Erhebung und Aufbereitung der Daten zu ermöglichen. Aufgrund der steigenden Heterogenität und der Dynamik der Energiewende seien eher mehr Daten abzufragen. Etwaige Beschleunigungen dürften nicht zulasten der Qualität der Modellbildung und des gesamten Effizienzvergleichs gehen.

120 Die Möglichkeit, mit der Modellbildung zu beginnen, sobald eine belastbare Datengrundlage vorliegt, wurde grundsätzlich begrüßt. Der Begriff der statistischen

Belastbarkeit müsse genauer definiert und die Kriterien offengelegt werden, anhand derer die Bundesnetzagentur die Belastbarkeit der Kostentreiberanalyse bewerte. Auch könne die Modellbildung nur auf Grundlage vollständiger und qualitätsgesicherter Daten aller Netzbetreiber erfolgen. Unvollständige Daten seien auszuschließen, da diese zu verzerrten Modellen und methodisch fragwürdigen Ergebnissen führen könnten. Erste Berechnungen mit einem unvollständigen Datensatz müssten zwingend mit dem finalen, vollständigen Datensatz wiederholt werden.

121 Zum Teil wurde vorgetragen, dass Vorabberechnungen unter Zugrundelegung ungeprüfter Kostendaten nach Tenorziffer 3.2 nicht die Beschleunigung, sondern die Verlängerung des Prozesses zur Folge hätten und ihn aufgrund der sich möglicherweise ändernden Datenstände intransparenter machten. Auch im Falle der Verwendung von Ersatzwerten nach Tenorziffer 3.2 müssten für die finale Modellbildung und -verifizierung geprüfte Kostendaten zugrunde gelegt werden, um Verzerrungen zu verhindern.

122 Eine Stellungnahme hielt die praktische Möglichkeit der Einhaltung der Frist zur Datenlieferung durch die Landesregulierungsbehörden für zweifelhaft. Eine Fortführung der Frist aus der ARegV sei nur unter der Voraussetzung realistisch, dass die dort geltenden Rahmenbedingungen im Wesentlichen fortgelten würden. Die Änderungen beim vereinfachten Verfahren und die Verkürzung der Regulierungsperiode in der Festlegung RAMEN führten jedoch zu einer maßgeblichen Veränderung der strukturellen Bedingungen.

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

123 Es wurde gefordert, dass in dem Fall, dass nicht sichergestellt werden könne, dass anderen Netzbetreibern aufgrund der fehlerhaften oder unzulänglichen Daten eines Netzbetreibers kein oder allenfalls ein vernachlässigbar geringer Schaden entstehe, ein Ausschluss des betreffenden verursachenden Netzbetreibers aus dem Effizienzvergleich in Erwägung gezogen werde. Die finalen Analysen im Hinblick auf die Modellbildung und die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte müssten stets auf Basis finaler Daten erfolgen.

6.4.1 Berücksichtigung von Datenkorrekturen (Tenorziffer 4.1)

124 Es wurde eine einheitliche und nachvollziehbare Regelung zum Umgang mit fehlerhaften Daten gefordert, in der auch der Zeitraum festgelegt wird, in dem Korrekturen fehlerhafter Daten grundsätzlich noch erfolgen können. Zudem solle angesichts der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs eine Klarstellung dahingehend aufgenommen werden, dass eine Anpassung auch noch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen könne, wenn die Ursache für die fehlerhaften Daten nicht beim Netzbetreiber liege.

125 Es müsse vermieden werden, dass fehlerhafte Daten einzelner Netzbetreiber Verzerrungen bei der Modellauswahl zur Folge hätten, die sich negativ auf andere Netzbetreiber auswirkten. Dazu müssten wesentliche und nachvollziehbar begründbare Datenkorrekturen auch nach dem Stichtag gemäß Tenorziffer 4.1 in die Modellbildung einfließen. Zudem müsse die Bundesnetzagentur bei Datenveröffentlichungen transparent machen, welche Daten nachträglich geändert oder angepasst wurden.

126 Die Regelung in Tenorziffer 4.1 stehe dem Anspruch an einen Effizienzvergleich mit einer hohen Datenqualität und auf Grundlage einer insgesamt belastbaren Datenbasis entgegen, da bewusst fehlerhafte Daten im Modell belassen würden. Dies mindere die Aussagekraft des Effizienzvergleichs. Dabei sei eine vollständige, plausible und sachlich korrekte Datengrundlage für die Modellbildung und die Effizienzwertermittlung gerade vor dem Hintergrund der wachsenden Heterogenität der Netzbetreiber unerlässlich. Die vorab gewährten Möglichkeiten zur Meldung und Korrektur von Datenfehlern könnten nicht ausschließen, dass Datenfehler erst im Nachhinein erkannt würden, wie die Praxis gezeigt habe. Eine Korrektur müsse in solchen Fällen zwingend möglich bleiben. Die Aufwandsvermeidung dürfe nicht zulasten der inhaltlichen Richtigkeit gehen. Die Datenqualität müsse durch bewährte Qualitätssicherungsmaßnahmen und konsistente Begriffsdefinitionen bei der Erhebung sichergestellt werden.

6.4.2 Alt- und Schätzdaten (Tenorziffer 4.2)

127 Die Schätzung von Daten wurde teilweise abgelehnt, da Schätzwerte mit Unsicherheiten behaftet seien und stark von den getroffenen Annahmen abhingen. Die Verwendung von Schätzwerten verzerre die Effizienzberechnungen und sei nicht

sachgerecht. Insbesondere aufgrund dynamischer Entwicklungen durch die Energiewende und Unsicherheiten durch die steigende Heterogenität der Netzbetreiber seien Schätzdaten für die Effizienzwertermittlung nicht geeignet. Fehlende Daten sollten vielmehr bei den Netzbetreibern nacherhoben werden.

128 Zum Teil wurde anerkannt, dass die Verwendung von Alt- und Schätzdaten im Ausnahmefall erforderlich sein könne. In diesem Fall müsse sichergestellt werden, dass dies bzw. die getroffenen Annahmen bei der Datenveröffentlichung transparent gemacht würden. Die Vorgehensweise dürfe nicht zur Verzerrung der Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber führen.

6.4.3 Änderungen durch gerichtliche Entscheidungen (Tenorziffer 4.3)

129 Die Formulierung in Tenorziffer 4.3, wonach der Effizienzvergleich von nachträglichen Änderungen unberührt bleibt, sei unklar. Zum Teil wurde vorgetragen, die Regelung sei problematisch, da Datenfehler bei einzelnen Netzbetreibern zur Folge haben könnten, dass andere Netzbetreiber unverschuldet niedrigere Effizienzwerte erhielten. Dies gefährde die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben. Daher müsse im Einzelfall geprüft werden, welche Netzbetreiber von Datenfehlern besonders negativ betroffen seien und für diesen Fall Korrekturen der Effizienzwerte vorgesehen werden. Gerichtliche Entscheidungen müssten berücksichtigt werden, wenn sie sich auf die Modellbildung, den Effizienzvergleich insgesamt oder individuelle Effizienzwerte auswirkten.

6.5. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6)

6.5.1 Aufwandsparameter (Tz 6.1)

130 Zum Teil wurde der Begründung der Durchführung eines Gesamtkostenbenchmarks widersprochen, da die in den Regelungen des Europarechts genannte Tarifmethodik nicht nur die im Effizienzvergleich einbezogenen Kosten beinhalte, sondern sämtliche Elemente der Regulierungsformel betreffe und hier Kapitalkosten auch gesondert adressiert werden könnten. Dennoch wurde die Durchführung eines Effizienzvergleichs auf Gesamtkostenbasis abzüglich KA_{nEu} insgesamt befürwortet. Insbesondere sei die Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung weiterhin erforderlich, um Vergleichbarkeit im Hinblick auf unterschiedliche Altersstrukturen und Nutzungsdauern der Netze herbeizuführen und Nachteile bei einem TOTEX-

Effizienzvergleich infolge höherer Investitionen für den EE-Ausbau auszugleichen. Teilweise wurde die Begründung, die Verwendung von TOTEX sei zur Korrektur unterschiedlicher Aktivierungspraktiken erforderlich, nicht für nachvollziehbar erachtet.

131 Teilweise wurde gefordert, dass im Falle der Durchführung eines Gesamtkostenbenchmarks auch der Best-of-Four Ansatz zwingend beibehalten werden müsse, da die sTOTEX bei der geplanten modifizierten Bestabrechnung nur teilweise berücksichtigt würden.

132 Zum Teil stellten sich Branchenvertreter auf den Standpunkt, dass der auf dieser Basis ermittelte Effizienzwert lediglich auf OPEX anzuwenden sei.

133 Zum Teil wurde gefordert, dass Aufwendungen für Anlagen im Bau im Basisjahr nicht in den Effizienzvergleich eingehen sollen und daher in Tenorziffer 6.1 oder durch entsprechende Anpassungen in den Festlegungen RAMEN oder StromNEF ausgenommen werden sollten.

6.5.2 Vergleichmäßigung der Redispatchkosten (Tz 6.2)

134 Zum Teil wurde vorgetragen, die Aufnahme von Redispatchkosten in den Effizienzvergleich führe zu Verzerrungen des Effizienzvergleichs, da nur einzelne der teilnehmenden Netzbetreiber vom Redispatch betroffen seien. Redispatchkosten seien u. a. durch den Ausbau Erneuerbarer Energien exogen getrieben, der zeitlich entkoppelt vom Netzausbau erfolge. Einige Stellungnahmen beriefen sich auf § 34 Abs. 8 ARegV und hielten auf Grundlage dessen eine eigene Konsultation sowie eine Prüfung der Auswirkungen der Einbeziehung von Redispatchkosten in den Effizienzvergleich auf den Effizienzvergleich für erforderlich.

135 Mit der in der Methodenfestlegung angelegten Vergleichmäßigung könnten die für die Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Verzögerungen nicht ausgeglichen werden. Neben der Volatilität der Kosten seien hier insbesondere auch die Erzeugungsstruktur und das Wetter Faktoren, die für den Umfang des Redispatch und etwaige Schwankungen relevant seien. Es bestünde auch die Gefahr der doppelten Berücksichtigung der Redispatchkosten im Ausgangsniveau.

136 Die Vergleichmäßigung stünde im Widerspruch zu den eigenen Aussagen der Bundesnetzagentur, da diese selbst anerkenne, dass Redispatchkosten zu einem nicht unerheblichen Teil von exogenen Faktoren geprägt seien. Daher seien Redispatchkosten gar nicht erst als beeinflussbare Kosten anzusehen. Die Erneuerbare-Energien-Kennzahl (EKZ) zeige, dass trotz intensiver Investitionen in den Netzausbau ein Rückgang der Redispatchkosten unrealistisch bleibe, solange der EE-Zubau in Dimensionen schneller erfolge als der Ausbau der Netzkapazitäten. Die EKZ sollten stärker in die regulatorische Bewertung einfließen.

137 Zum Teil wird die Aufnahme der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich dagegen für erforderlich gehalten, um Anreize zur Reduzierung von Netzengpässen zu setzen.

138 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) sah die Redispatchkosten als beeinflussbare Kosten sachgerecht eingestuft. Sie sollten damit ebenso wie andere Kostenarten einem Effizienzvergleich unterliegen. Die Einstufung von Kosten als beeinflussbar bedeute nicht, dass diese Kosten gar nicht mehr in die Kostenbasis für die Festlegung der Erlösobergrenze eingingen, also auf null gesetzt würden. Es bedeute lediglich, dass diese Kosten dann auch in die Effizienzbetrachtung mit einfließen. Die Einstufung der Redispatchkosten als nicht beeinflussbar setze sogar gravierende Fehlanreize. Würden diese als nicht beeinflussbar gelten, so hätten die Netzbetreiber im Grunde keinerlei Anreize, die Redispatchkosten durch Investitionen in das eigene Netz oder Umspannanlagen (etwa den Bau von Phasenschieber-transformatoren) zu reduzieren. Während Investitionen in das Netz und in zum Netz gehörige Anlagen als beeinflussbar gelten und somit (zurecht) dem Effizienzvergleich unterworfen seien, würden nicht beeinflussbare Kosten in jedem Fall zu 100 Prozent in die Berechnung der Erlösobergrenze übernommen. Dies schaffe offenkundig einen Fehlanreiz, zu wenig in Anlagen zur Senkung der Redispatchkosten zu investieren. Behoben werden könne dies, indem auch die Redispatchkosten als beeinflussbar eingestuft und somit dem Effizienzvergleich unterworfen werden. Im Effizienzvergleich seien die Vergleichsparameter zur Berücksichtigung des erweiterten Katalogs der Kosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen, sachgerecht anzupassen. Das gelte insbesondere für die Redispatchkosten, bei denen der alternative Netzausbau

– u. a. abhängig von der Spannungsebene – sehr verschiedenen Bedingungen unterliegen könne.

6.6. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8)

6.6.1 Anforderungen, Auswahl und einheitliche Verwendung der Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.1-8.3)

139 Es wurde grundsätzlich begrüßt, dass die Vorgabe der Berücksichtigung der geografischen, geologischen und topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe weiterhin vorgesehen wird. In einer Stellungnahme wurde gefordert, die Tenorziffer 8.1 dergestalt anzupassen, dass die Formulierung „strukturelle Besonderheiten der Versorgungsaufgabe“ durch „veränderliche netzstrukturelle Merkmale und Merkmale zur veränderlichen Heterogenität innerhalb des Netzgebietes“ ersetzt werden solle.

140 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) begrüßte, dass die Beschlusskammer plant, sich eine größere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Modelle vorzubehalten. Angesichts der Dynamik des Netzausbaus und -umbaus erscheine dies aus Sicht des WAR sinnvoll. Dies könne auch das sogenannte „Regulatory Gaming“ vermeiden, also die Optimierung in Bezug auf bestimmte Modellparameter an Stelle einer echten Netzoptimierung. Die Vorgabe, dass Vergleichsparameter nicht durch die Netzbetreiber beeinflussbar sein dürften, wurde teilweise als problematisch erachtet. Es werde aufgrund der Transformationsprozesse immer schwieriger, zwischen endogenen und exogenen Parametern zu unterscheiden, da durch regulatorische und politische Vorgaben vormals endogene zu exogenen Parametern würden. Eine Stellungnahme schlug daher die alternative Formulierung „nur in geringem Maße durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar“ vor. Denn einige mögliche Parameter, wie etwa die installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren oder die Netzlänge, seien zwar durch die Netzbetreiber beeinflussbar, aber dennoch exogen getrieben.

141 Auch die Anforderung, dass Vergleichsparameter nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sein dürften, führe zu einer unnötigen Einengung des Spielraums bei der Modellfindung. Multikollinearität als Folge sich wiederholender Parameter sei im Effizienzvergleich unproblematisch.

142 Eine Stellungnahme schlug vor, die Formulierung in „nicht in ihrer Wirkung vollständig wiederholend“ zu ändern, um Parameter mit nur teilweise wiederholender Wirkung einbeziehen zu können. Parameter mit teilweise wiederholenden Wirkungen könnten wichtige Zusatzinformationen liefern. Es solle, insbesondere aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht, möglich sein, solche im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Die Befürchtung der Bundesnetzagentur, dadurch entstehe problematische Multikollinearität, wurde zurückgewiesen: Multikollinearität verfälsche weder Schätzergebnisse der Parameter, die nicht von Multikollinearität betroffen sind, noch Gütemaße oder Residuen und beeinträchtige somit die Effizienzmessung nicht. Zudem widerspreche eine Auswahl von Parametern allein nach statistischer Signifikanz der verstärkt definierten Anforderung aus der ARegV, die eine stärkere Berücksichtigung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben fordere.

143 Zudem stelle eine Auswahl der Vergleichsparameter allein anhand ihrer statistischen Signifikanz einen Widerspruch zur Vorgabe dar, die Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber stärker zu berücksichtigen.

144 Eine Stellungnahme forderte neben der Möglichkeit der Bildung von flächenbezogenen Durchschnittswerten zur Abbildung weiterer Eigenschaften wie etwa der Varianz innerhalb eines Netzgebiets auch die Aufnahme von flächenbezogenen Verteilungswerten in Tenorziffer 8.1 Satz 4.

145 Die Kostentreiberanalyse nach Tenorziffer 8.2 solle neben statistischen auch ingenieurwissenschaftliche Aspekte einbeziehen.

146 In einer Stellungnahme wurde kritisiert, dass die Signifikanz der SFA als Auswahl- oder Ausschlusskriterium für Modelle ungeeignet sei. Dieses Kriterium verliere mit zunehmender Dauer und Wirkung der Anreizregulierung an Aussagekraft, da sich die Ineffizienzen in der Branche kontinuierlich verringern. Würden Modelle nach diesem Maßstab gefiltert, würden systematisch eher solche Modelle ausgewählt, die höhere Ineffizienzen ausweisen. Die Modellauswahl wäre damit von Beginn an auf Modelle beschränkt, die eine ausreichend hohe Ineffizienz im Verhältnis zur statistischen Unsicherheit zeigten. Nach der Stellungnahme verstößt dieses Vorgehen gegen wissenschaftliche Standards, die eine unvoreingenommene Modellfindung verlangen. Zur Begründung wurde in den Stellungnahmen auf einschlägige Fachliteratur

verwiesen, die auf den Effekt des sogenannten „Publication Bias“ hinweist. Dieser entstehe, wenn ausschließlich signifikante Ergebnisse veröffentlicht oder weiterentwickelt würden, wodurch ein verzerrtes Gesamtbild entstehe. In der Folge schienen nur positive beziehungsweise signifikante Resultate vorhanden zu sein, während andere Ergebnisse ausgeblendet blieben. In diesem Kontext wurde auch die Debatte um die Replikationskrise in den Sozialwissenschaften aufgegriffen. Dort werde betont, dass ein p-Wert von unter 0,05 ohne zusätzliche Kontextinformationen und ohne weitere Ergebnisse lediglich als schwaches Beweismittel angesehen werden könne. Zudem sei der von der Bundesnetzagentur zur Signifikanz des Ineffizienzterms verwendete Likelihood-Ratio-Test kein exakter Test, da er erst ab einer bestimmten Anzahl von Netzbetreibern korrekt sei und daher ggf. die für die Durchführung des Tests zugrundeliegenden Annahmen nicht erfüllt sein könnten. Der Test habe dann möglicherweise eine zu geringe „Power“, d. h. er identifiziere möglicherweise nicht alle positiven Ineffizienz-Parameter der SFA als statistisch signifikant.

147 Die Nichtverankerung von Pflichtparametern wurde grundsätzlich befürwortet. Dadurch könne insbesondere flexibel auf unterschiedliche Entwicklungen im Transformationsprozess reagiert werden. Das von der Bundesnetzagentur wiederholt zugrunde gelegte Grundset an Vergleichsparametern reiche künftig nicht mehr aus, um die zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber hinreichend abzubilden. Dafür müssten insbesondere disaggregierte Parameter untersucht werden. Es sollten auch Parameter zur Abbildung der Versorgungsaufgaben städtischer und ländlicher Netzbetreiber bzw. von Netzbetreibern mit hohem Bezug oder hohem Maß an dezentraler Einspeisung sowie des vorausschauenden Netzausbaus berücksichtigt werden.

148 Die in Tenorziffer 8.3 festgelegte Möglichkeit, unterschiedliche Parameterspezifikationen für die beiden Methoden zu verwenden, wurde positiv bewertet. Es wurde jedoch darüber hinausgehend gefordert, dass in den beiden Methoden ähnliche, aber nicht identische Vergleichsparameter verwendet werden, um die jeweiligen Stärken der Methoden zu berücksichtigen und die zukünftige Verwendung anderer Methoden zu ermöglichen. Dies gelte insbesondere deshalb, weil die SFA im Gegensatz zur DEA Datenfehler in einem gewissen Maß zulasse. Dadurch

stellten sich an die DEA praktisch aufgrund der zunehmenden Heterogenität andere Anforderungen als an die SFA, da es einer größeren Anzahl an Vergleichsparametern bedürfe, um diese Heterogenität im Modell abzubilden. Diese Forderung sei nicht interessengeleitet, sondern methodenimmanent. Die Parameterauswahl müsse den mathematischen und statistischen Anforderungen und Annahmen der jeweiligen Methode entsprechen, andernfalls würden bestimmte Vergleichsparameter, die nicht für beide Methoden geeignet seien, von vornherein ausgeschlossen. Die Kostentreiberanalyse der Bundesnetzagentur sei stark an der SFA orientiert, da Kriterien zugrunde gelegt würden, die allein für die SFA relevant seien. Dadurch würden Vergleichsparameter ausgeschlossen, die für einzelne Netzbetreiber eine hohe Relevanz haben können und in der DEA abgebildet werden können. Zudem würde so die Anzahl der in der DEA verwendbaren Vergleichsparameter beschränkt, obwohl das Modell durch eine höhere Anzahl an Parametern exakter würde. Die Kostentreiberanalyse sei daher für die Methoden getrennt durchzuführen.

149 Eine Stellungnahme regte an, auch innerhalb einer Methode unterschiedliche Parameterkombinationen zuzulassen. Durch die Rechnung mehrerer verschiedener Modelle mit unterschiedlichen Parametersets und den anschließenden Vergleich der daraus resultierenden Effizienzwerte könne eine strukturelle Modellunsicherheit besser abgeschätzt werden.

6.6.2 Strukturelle Vergleichbarkeit und Heterogenität (Tenorziffer 8.4)

150 Es wurde insgesamt positiv bewertet, dass die Problematik der zunehmenden Heterogenität der Netzbetreiber in der Festlegung aufgenommen wurde. Es müsse aber eindeutig definiert werden, wann Versorgungsaufgaben in diesem Sinne als unterschiedlich gelten und welche Kriterien die Bundesnetzagentur verwende, um dies zu beurteilen.

151 Hinsichtlich des Umgangs mit Netzbetreibern der ersten Stufe der Heterogenität wurde zum Teil allein die a priori Herausnahme der Netzbetreiber vor Beginn der Modellbildung und Kostentreiberanalyse für geeignet erachtet, da andernfalls die Modellbildung verzerrt werden könnte. Die nachträgliche Identifikation über eine Gruppendominanzanalyse wurde demgegenüber teilweise abgelehnt. Diese sei allein ein Hilfskonstrukt zu Zeiten der Geltung der ARegV gewesen.

152 Es wurde gefordert, dass für die betroffenen Netzbetreiber eine separate Effizienzwertermittlung auf Basis des Vergleichsmodells der strukturell vergleichbaren Netzbetreiber erfolgen solle.

153 Es müsse mehr Flexibilität und Sachlichkeit bei der Wahl von Parametern und Modellen geben, um der steigenden Heterogenität im Energiesektor gerecht zu werden.

154 Es wurde betont, dass die Heterogenität der Stufe 3 durch die Transformationsprozesse im Strombereich etwa durch EE-Ausbau, Zunahme von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur, im Gasbereich aufgrund der Erreichung des Klimaziels 2045 an Bedeutung gewinnen werde. Die daraus resultierenden unterschiedlichen Kosten- und Outputenwicklungen müssten im Effizienzvergleichsmodell abgebildet werden, um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben zu gewährleisten. Dabei sei zu berücksichtigen, dass die Veränderungen der Vergleichsparameter oft erst nach dem Basisjahr anfielen. Diese neue Form der Heterogenität sei auch innerhalb des Netzgebiets zu beobachten.

155 Im Zuge der regulatorischen Anpassungen werde nicht hinreichend zwischen unterschiedlich strukturierten Netzbetreibern differenziert. Mittelgroße Netzbetreiber mit städtischem Versorgungsgebiet, hoher Ausbildungsquote und komplexer Netzstruktur seien von den Neuerungen überproportional betroffen.

156 Es wurde eine Ergänzung der Tenorziffer 8.4 gefordert, wonach Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in jedem Fall aus dem Datensatz zu entfernen seien. Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet würden nach Ansicht der Stellungnehmenden methodisch bevorzugt. Es wurde vorgetragen, dass Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet über eine spezialisierte und grundsätzlich andere Aufgabe als andere Verteilernetzbetreiber verfügen würden. Sie würden als Peer-Unternehmen den Benchmark unverhältnismäßig verzerren. Um dies zu vermeiden, müsse die Methodik angepasst werden. Begründet wurde dies mit Effekten in den bisherigen vier Regulierungsperioden Strom und Gas. Durch die Anpassungen beim vereinfachten Verfahren und dem im vereinfachten Verfahren nicht vorgesehenen OPEX-Aufschlag würde nach Ansicht der Stellungnehmenden der verzerrende Effekt noch weiter verschärft. Es sei mit einer erhöhten Anzahl der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet im zukünftigen Effizienzvergleich zu rechnen. Ohne Ausschluss der Netzbetreiber ohne

Konzessionsgebiet entstehe für Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet eine hohe Unsicherheit. Dies führe zu einem deutlichen regulatorischen Risiko in Bezug auf bereits getätigte und geplante Investitionen.

157 Es müssten auch die individuellen Besonderheiten von Industrienetzen berücksichtigt werden, sollten diese am Regelverfahren teilnehmen müssen. Industrienetze seien durch eine geringe Anzahl von Kunden gekennzeichnet, wiesen aber in der Regel hohe Lastaufnahmen bzw. Verbräuche auf, verfügten über eine Vielzahl von Anschlusspunkten und seien an mittlere oder hohe Spannungsebenen oder Druckstufen angeschlossen. Dadurch unterschieden sie sich grundlegend von Netzen der öffentlichen Versorgung.

6.7. Methoden (Tenorziffer 9)

158 Die Fortführung der Methoden DEA und SFA wurde grundlegend begrüßt, da beide Verfahren etabliert seien. Beide Methoden entsprächen internationalen wissenschaftlichen Standards und würden auch in anderen Ländern verwendet. Sie hätten sich in der Vergangenheit als geeignete Benchmarkingmethoden bewährt. Die Methoden seien allen Beteiligten bekannt. So werde einerseits Planungssicherheit ermöglicht und andererseits durch die Fortführung der Methoden Kontinuität, Konsistenz und Rechtssicherheit gewährleistet. Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bestätigte, dass beide Verfahren in der Wissenschaft gut etabliert seien.

159 Durch die parallele Anwendung von DEA und SFA entstehe eine methodische Absicherung, die zu mehr Verlässlichkeit im Verfahren führt.

160 Alternative Methoden wie LatentClass, StoNED, Quantilsregressionen oder Varianten der DEA könnten zwar in Zukunft relevant werden, sollten aber nur eingeführt werden, wenn sie sich in der Praxis erprobt haben und zweifelsfrei überlegen sind. Besonders betont wurde, dass ein Methodenwechsel nicht zu abrupten Verwerfungen bei den individuellen Effizienzwerten führen dürfe, da dies das Vertrauen in das Regulierungssystem untergraben würde.

161 Es wurde angemerkt, dass konstante Skalenerträge in der Praxis zu Verzerrungen führen könnten, insbesondere wenn die Technologie tatsächlich variable Skalenerträge (VRS) aufweise. Unter konstanten Skalenerträge könnten Netzbetreiber, die strukturell

sehr klein oder sehr groß sind, benachteiligt werden, da das Modell ihre Betriebsgröße fälschlich als Ineffizienz werte. Vorgaben auf Basis konstanter Skalenerträge könnten zu Effizienzvorgaben (durch den Einbezug von Skaleneffizienz in die Effizienzvorgaben) führen, die in der Realität unerreichbar seien. Netzbetreiber könnten ihre Größe nicht kurzfristig anpassen, da Fusionen, Aufspaltungen oder strukturelle Veränderungen langfristige Prozesse darstellten. Es wurde vorgeschlagen, die Art der Skalenerträge empirisch zu bestimmen oder variable Skalenerträge anzunehmen, um faire und realistische Effizienzwerte sicherzustellen.

162 Manche Stellungnahmen führten aus, dass es zwingend erforderlich sei, sich weiterhin auf die exponentielle Ineffizienzverteilung festzulegen. Eine Festschreibung der exponentiellen Verteilung wurde aus Gründen der Stetigkeit und der Planungssicherheit für notwendig gehalten. In den vergangenen Perioden habe diese Annahme zu stabilen und nachvollziehbaren Ergebnissen geführt. Eine Abweichung von diesem Verfahren wäre nicht begründbar und würde die Vergleichbarkeit der Ergebnisse beeinträchtigen. Zudem wurde betont, dass es nicht realistisch sei, davon auszugehen, dass sich die Verteilungsform der Ineffizienz alle drei oder fünf Jahre grundlegend ändert.

6.8. Verfahren (Tenorziffer 10)

163 Es sollten angesichts der hohen Komplexität des Gesamtprozesses und der daraus resultierenden Relevanz des Konsultationsprozesses zur Ausgestaltung eines sachgerechten Effizienzvergleichs Mindestkriterien für die Durchführung des Konsultationsprozesses festgelegt werden. Dies seien etwa die rechtzeitige Veröffentlichung von Unterlagen zur Beurteilung der konsultierten Modellvarianten und die nachvollziehbare Darstellung der möglichen methodischen Vorgehensweisen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs, ausreichender Vorlauf bis zur Konsultation, eine ausreichende Bearbeitungszeit für die Stellungnahmen und die Einräumung einer Möglichkeit für alle Beteiligten, sich aktiv in die Konsultationsveranstaltung einzubringen.

6.9. Kostenbasis (Tenorziffer 11)

164 Die Beibehaltung der beiden Kostenbasen TOTEX und sTOTEX wurde weitgehend begrüßt. Die Verwendung standardisierter Aufwandsparameter sei aufgrund der

zunehmenden Heterogenität der Netzbetreiber durch die Energiewende im Strom und der Einstellung des Netzbetriebs im Gasbereich sogar zwingend geboten, um einen fairen und sachgerechten Effizienzvergleich zu ermöglichen.

165 Es wurde vorgetragen die Regelung sei gegenüber jener in Tenorziffer 6/6.1 nicht lediglich klarstellend, da Tenorziffer 6./6.1 Satz 4 als Soll-Vorschrift hinsichtlich der Verwendung von Aufwandsparametern ohne Vergleichbarkeitsrechnung formuliert sei, während Satz 2 der Tenorziffer 11 so formuliert sei, dass er von einer verpflichtenden Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ausgehe.

166 In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, es fehle im Vergleich zu § 12 Abs. 4a ARegV eine konkrete Rechtsfolge für den Fall von Abweichungen der ermittelten Effizienzwerte bei Verwendung von Aufwandsparametern ohne Vergleichbarkeitsrechnung.

6.10. Abrechnungsmethode (Tenorziffer 12)

167 Die Einführung der modifizierten Bestabrechnung wurde von der Branche insgesamt kritisiert.

168 Es wurde vorgetragen, dass die Vorgaben der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben mit der modifizierten Abrechnungsmethode nicht erfüllt werden könnten. Die Notwendigkeit der Sicherstellung der Einhaltung dieser Vorgaben durch die Tarifmethoden lasse sich auch aus Art. 18 Strom-VO ableiten. Aus diesem folge, dass die Regulierungsbehörde verpflichtet sei, bei der Wahl der Methoden zur Ermittlung der Effizienzvorgaben zu gewährleisten, dass ein Netzbetreiber seine tatsächlichen Kosten insoweit erlösen kann, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

169 Die Modifikation der Bestabrechnung wurde insbesondere im Zusammenspiel mit dem geplanten Verzicht auf die Hochskalierung der mittels der SFA ermittelten Effizienzwerte kritisiert. Es sei in der Folge nicht mehr sichergestellt, dass überhaupt ein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent erreiche. Denn dies sei nunmehr nur noch möglich, wenn ein Netzbetreiber mittels der DEA auf Basis der TOTEX und der sTOTEX einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalte.

170 Erhielten effiziente Netzbetreiber Effizienzwerte von unter 100 Prozent, würde die Effizienz der Netzbetreiber an einem fiktiven Unternehmen gemessen, das niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweise. Dies habe zur Folge, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht sichergestellt wäre und gegen europarechtliche Vorgaben verstoßen würde.

171 Aufgrund der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit müssten effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent nicht nur in einem ersten Zwischenschritt des Effizienzvergleichs, sondern als Ergebnis der Abrechnung zwischen den Methoden erhalten können müssen. Dies müsse durch die Abrechnungsmethode abstrakt-generell, d. h. unabhängig von der konkreten Datengrundlage und etwaiger zufälliger Effizienzwertverteilungen, methodisch sichergestellt werden. Die gewählte Abrechnungsmethode sei daher ungeeignet.

172 Der Verweis der Beschlusskammer auf die Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit durch die übrigen Sicherungsmechanismen sei vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar.

173 Die Branche sprach sich daher überwiegend für die Beibehaltung der Best-of-Four-Abrechnung aus. Diese sei notwendig, um die Schwächen der einzelnen Methoden in Kombination mit den unterschiedlichen Kostenbasen auszugleichen und der vorgenannten Vorgabe, dass der effizienteste Netzbetreiber ergebniswirksam einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten müsse, gerecht zu werden.

174 Es sei weiterhin notwendig, den Effizienzvergleich auf Basis der komplementären Verwendung der Methoden DEA und SFA durchzuführen. Da beide Methoden Stärken und Schwächen aufwiesen, entspreche die Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben auf Basis nur einer der beiden Methoden nicht dem Stand der Wissenschaft gemäß § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG und der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG. Die Best-of-Four-Abrechnung habe sich dabei als notwendige Korrekturmöglichkeit erwiesen, um Verzerrungen der Ergebnisse beider Methoden wie etwa methodisch bedingte Ausreißer auszugleichen oder den unterschiedlichen Datenanforderungen der Methoden Rechnung zu tragen. Durch die Mittelwertbildung drohten methodenimmanente Nachteile nunmehr direkt und

unbereinigt in die Regulierung einzugehen. Es würden nicht die Stärken der Methoden hervorgehoben, sondern ihre Schwächen gestärkt. Die Best-of-Four-Abrechnung diene auch zum Ausgleich etwaiger Unsicherheiten in der Datengrundlage, Modellbildung und Effizienzwertermittlung, die andernfalls die Ergebnisse des Effizienzvergleichs beeinflussen könnten. Dies könnte wirtschaftliche Einbußen bei den Netzbetreibern zur Folge haben, die sich negativ auf die Finanzierbarkeit der Energiewende auswirkten.

175 Auch sei die Beibehaltung der Bestabrechnung zwischen den Methoden DEA und SFA keine zugunsten der Branche getroffene Abwägungsentscheidung, sondern zum Ausgleich der Schwächen der beiden Methoden und dabei insbesondere zum Schutz vor Verzerrungen der Ergebnisse nach unten zwingend erforderlich. Die Beschlusskammer lege ihrer Argumentation fälschlicherweise die Annahme zugrunde, dass die sich aus den Modellberechnungen ergebenden Effizienzwerte tendenziell zu hoch seien und die Netznutzer deshalb ineffiziente Kosten tragen müssten. Tatsächlich schätzten jedoch die verwendeten Methoden DEA und SFA die Effizienz tendenziell zu niedrig ein. Diesem Effekt könne am besten durch eine Bestabrechnung begegnet werden. Dies sei auch von Prof. Agrell im Wissenschaftsdialog und durch Prof. Andor und Prof. Parmeter im Rahmen verschiedener Veröffentlichungen (z. B. Andor, M. A. & Parmeter, C. & Sommer, S. (2018). Combining Uncertainty with Uncertainty to Get Certainty? Efficiency Analysis for Regulation Purposes. Ruhr Economic Papers #770) erläutert worden.

176 Die Mittelwertbildung über die mittels der beiden Kostenbasen ermittelten Effizienzwerte wurde überwiegend kritisiert.

177 Es sei unzutreffend, wenn die Beschlusskammer davon ausginge, dass die beiden Kostenbasen sachlich nicht richtig seien und mit der Mittelwertbildung richtig gestellt würden. Dies stehe im Widerspruch zur Notwendigkeit der Berücksichtigung der Vergleichbarkeitsrechnung im Effizienzvergleich. Zudem ergebe die Durchführung des Effizienzvergleichs auf Basis der beiden Kostenbasen richtige Effizienzwerte.

178 Der Effizienzvergleich müsse sowohl auf Basis der geprüften TOTEX als auch auf Basis der TOTEX nach Vergleichbarkeitsrechnung (sTOTEX) durchgeführt werden, um die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber im Hinblick auf ein unterschiedliches Alter des Anlagevermögens und der unterschiedlichen Abschreibungsmethoden

sicherzustellen. Dies folge auch aus Art. 18 Abs. 2 Strom-VO. Daher sei weiterhin eine Bestabrechnung über die beiden Kostenbasen vorzunehmen. Bei einer Durchschnittsbildung über die Kostenbasen könne dagegen ein potenziell verzerrter Effizienzwert aus einer der beiden Kostenbasen weiterhin den finalen Effizienzwert beeinflussen und somit betroffene Verteilernetzbetreiber benachteiligen.

179 Es wurde die Ansicht vertreten, die modifizierte Bestabrechnung führe strukturell zu Nachteilen für viele Netzbetreiber, da es durch die Mittelwertbildung nicht mehr möglich sei, aus den vier ermittelten Effizienzwerten den günstigsten auszuwählen. So bestehe die Gefahr, dass solche Netzbetreiber benachteiligt würden, die durch hohe Investitionen in den Netzausbau, die durch die Energiewende exogen getrieben seien, höhere Kaptalkosten aufwiesen. Der Effekt würde zwar durch den Anstieg der Strukturparameter teilweise ausgeglichen. Es käme dennoch zu einem überproportional starken Kostenanstieg, da sich die effizienten Kosten für die Veränderung der Strukturparameter aus durchschnittlich alten Anlagen ergäben. Dieser Effekt würde eigentlich durch die Zugrundelegung der sTOTEX korrigiert. Diese Korrektur werde jedoch durch die Mittelwertbildung verwässert. Die Netzbetreiber würden diesen nachteiligen Effekt bei Investitionsentscheidungen berücksichtigen, sodass die modifizierte Bestabrechnung zu Investitionshemmnissen führen könne. Allein eine Bestabrechnung könne den Effekt ausgleichen.

180 Umgekehrt würden bei Zugrundelegung der sTOTEX solche Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf, aber vergleichsweise hohen Betriebskosten, strukturell benachteiligt, da diese durch die Vergleichbarkeitsrechnung höhere CAPEX und zusätzlich hohe OPEX aufwiesen. In der Folge verstärke sich durch die Berücksichtigung der für den jeweiligen Netzbetreiber weniger geeigneten Kostenbasis für die Bestimmung des finalen Effizienzwertes die Tendenz zur Überschätzung der Ineffizienzen. Dies vermindere die Verlässlichkeit der Ergebnisse.

181 Es bestehe entgegen des Vortrags der Beschlusskammer nicht die Gefahr, dass durch eine Bestabrechnung ein Fehlanreiz gesetzt werde, in einer einmal gewählten Investitions- und Abschreibungspraxis zu verharren, da die Investitionstätigkeit exogen u. a. durch die Herausforderungen der Energiewende getrieben sei, so dass eine effiziente Kostenverteilung aufgrund der begrenzten Finanzmittel ohnehin zwingend

sei. Zudem unterstelle die Beschlusskammer in ihrer Argumentation, dass die Netzbetreiber grundsätzlich zwischen höheren Betriebskosten oder Ersatzinvestitionen in Neuanlagen wählen könnten. Der Großteil der Netzbetreiber stehe jedoch vor massiven Investitionsanforderungen, um seine Versorgungsaufgabe erfüllen zu können. Auch im Strombereich sei daher ein Auseinanderfallen von TOTEX und sTOTEX zu erwarten. „Unnötige“ Investitionen würden sich nicht zudem gleichermaßen auch in den sTOTEX niederschlagen und würden daher auch bei einem auf sTOTEX basierenden Effizienzwert sanktioniert werden.

182 Zum Teil wurde vorgetragen, die von der Bundesnetzagentur durchgeführten und als Argumentationsgrundlage verwendeten Szenariorechnungen seien zur Begründung der Modifikation der Bestabrechnung ungeeignet. Es sei ein bekannter methodenimmanenter Effekt der SFA, dass sich Kostenänderungen (d. h. sowohl Kostenerhöhungen als auch Kostensenkungen) nicht in gleichem Maße in Änderungen der Ineffizienz zeigten. Es sei daher offensichtlich, dass sich individuelle Kostenerhöhungen unterproportional in Verringerungen der Effizienzwerte zeigen würden. Dies trete bei jeder Variante der Bestabrechnung auf. Zudem sei die von der Beschlusskammer vorgenommene Durchschnittsbetrachtung ungeeignet, da sie nicht beachte, dass es individuelle Besonderheiten bei der Wirkung der modifizierten Bestabrechnung geben könnte und diese im Einzelfall besonders stark ausfallen könnten.

183 Insgesamt führe die modifizierte Bestabrechnung grundsätzlich zu einer Schlechterstellung und einem Sinken der Effizienzwerte der Mehrheit der Netzbetreiber, ohne dass die Effizienz zurückginge. Umgekehrt würden durch die Modifikation der Bestabrechnung auf methodischen Zufälligkeiten basierende Anreize gesetzt, die nachteilige Auswirkungen auf Investitionsfähigkeit, Transformation und Versorgungssicherheit hätten.

184 Zum Teil wurde auch vorgebracht, dass die modifizierte Bestabrechnung im Ergebnis interner Auswertungen sehr unterschiedliche Auswirkungen für die Netzbetreiber habe.

185 Auch sei die Argumentation der Beschlusskammer in sich widersprüchlich, wenn (in Abgrenzung zur Regelung der Abrechnungsmethode für den Effizienzvergleich Gas)

angeführt werde, dass „im Strombereich [...] ein derartiges Auseinanderlaufen der Kosten nicht zu erwarten" sei und zuvor argumentiert werde, dass zu erwarten sei, dass die Verwendung standardisierter Kapitalkosten noch an Bedeutung gewinnen werde, je unterschiedlicher die Abschreibungs- und Investitionsmodelle der Netzbetreiber würden.

186 Zudem müsste innerhalb der Methoden DEA und SFA jeweils für TOTEX und sTOTEX ein Effizienzwert von 100 Prozent erreicht werden. Dies widerspreche dem allgemeinen Grundsatz der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben.

187 Von Seiten der Verbrauchervertreter wurde die modifizierte Bestabrechnung zwar als Verbesserung gegenüber dem Status quo gesehen, darüber hinausgehend jedoch auch eine Mittelwertbildung über die Methoden gefordert, um zu verhindern, dass Unschärfen der Methoden einseitig zulasten der Netznutzer gingen. Letzteres stehe im Widerspruch zu der unionsrechtlichen Vorgabe, dass ineffiziente Kosten nicht an die Netznutzer weitergegeben werden dürften.

188 Eine Stellungnahme forderte, jedenfalls für die fünfte Regulierungsperiode die Best-of-Four-Abrechnung beizubehalten, zu evaluieren und im Anschluss ggf. eine Änderung der Abrechnungsmethode zu prüfen.

189 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) sprach sich gegen eine Fortführung des Best-of-Four-Prinzips aus. Nach diesem Prinzip werde der für den Netzbetreiber beste Wert als Effizienzwert eingesetzt. Der für den Netzbetreiber beste Wert sei der Wert mit der geringsten Ineffizienz. Die Effizienz der Netzbetreiber werde so tendenziell überschätzt, da stets der für sie günstigste Wert verwendet werde. Das minimiere den Druck, die Ineffizienzen in der nächsten Regulierungsperiode abzubauen. Die bisherige Verwendung des für die Netzbetreiber günstigsten Wertes von den vier ermittelten Effizienzwerten stelle aus Sicht der Netznutzer, welche die Netzentgelte zahlen, einen „Worst-of-Four“-Abgleich dar, da die Bundesnetzagentur den für die Netznutzer ungünstigsten Parameterwert verwendet. Der WAR begrüßte den Vorschlag der Beschlusskammer, nunmehr jeweils einen Mittelwert der beiden SFA-Effizienzwerte und der beiden DEA-Effizienzwerte zu bilden und dann den für die Netzbetreiber besseren der beiden Mittelwerte anzuwenden. Mit Beginn der fünften Regulierungsperiode und somit nach rund 20 Jahren Anreizregulierung sollten die

Netzbetreiber ihre Ineffizienzen deutlich abgebaut haben. Es sei mithin kein Grund ersichtlich, warum die bisherige Regelung zugunsten der Netzbetreiber und zu Lasten der Netznutzer beibehalten werden sollte. Aus Sicht des WAR käme auch eine einfache Durchschnittsbildung über alle vier Effizienzwerte in Betracht.

6.11. Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13)

190 Die Durchführung von Ausreißeranalysen wurde ausdrücklich begrüßt, da sie einen wichtigen Sicherungsmechanismus für Netzbetreiber darstellten.

191 Netzbetreiber, die strukturell nicht mit der Mehrheit vergleichbar seien, sollten bereits vor der Ausreißeranalyse z. B. durch deskriptive Analysen erkannt und aus dem Datensatz ausgeschlossen werden. Andernfalls drohten verzerrte Modelle und fehlerhafte Effizienzwerte.

192 Alle Änderungen, die Einfluss auf die Effizienzvergleichsverfahren hätten, dürften die Robustheit der Ergebnisse nicht gefährden. Es müsse ausgeschlossen werden, dass die Effizienzwerte der Gesamtheit der Netzbetreiber in der nächsten Regulierungsperiode erheblich von den bisherigen Werten abweichen. Entsprechend werde der Ausreißeranalyse künftig eine noch größere Bedeutung zukommen; ggf. seien auch die Kriterien zur Aussortierung von Ausreißern anzupassen.

193 Einige Stellungnahmen setzten sich ausführlich mit der Ausreißeranalyse auseinander. Zu Tenorziffer 13.2 wurde angemerkt, dass die Begründung der Beschlusskammer im Wesentlichen nur die bestehenden Vorgaben aus § 12 ARegV wiederhole und keine methodische Abwägung erkennen lasse. Ausnahme sei hierbei der Grenzwert. Es fehle eine nachvollziehbare Darlegung, warum bestimmte Tests, deren Reihenfolge und Häufigkeit gewählt wurden. Es wurde dabei auf die Begründungspflicht nach § 73 Abs. 1b EnWG verwiesen.

194 Die Vorgaben zu Dominanz- und Supereffizienzanalyse im Tenor seien zu unpräzise. Die Vorgehensweise bei der Dominanz- und Supereffizienzanalyse solle in den Tenor übernommen werden. Zudem solle eine verbindliche Festlegung auf die Ausgestaltung des Dominanztests erfolgen. Der Dominanztest solle als Bootstrap-Test statt bisher als Banker-F-Test ausgestaltet werden. Beim Supereffizienztest solle ein fester Grenzwert Anwendung finden, weil unsichere Modelle hohe Grenzwerte fabrizierten. Zusätzlich

solle die Supereffizienzanalyse mehrmals angewendet werden, um maskierte Ausreißer zu erkennen.

195 Zu Tenorziffer 13.3 wurde angemerkt, dass die Begründung der Bundesnetzagentur im Wesentlichen nur die bestehenden Vorgaben aus § 12 ARegV wiederhole

196 Die in Tenorziffer 13.3 vorgesehene Ausreißeranalyse in der SFA wurde für unzureichend erachtet, da einzelne Netzbetreiber die Schätzung der Effizienzwerte stark verzerren könnten. Um die Robustheit der Ergebnisse sicherzustellen, wurde eine zweistufige Ausreißeranalyse vorgeschlagen, bei der die Ausreißer sowohl wie bisher über den Einfluss auf die geschätzten effizienten Kosten als auch über den Einfluss auf die Effizienzwerte identifiziert werden. Die vorgeschlagene Erweiterung der Ausreißeranalyse solle sich auch dazu eignen, um die im Rahmen des Expertengesprächs vom 14. Juli 2025 thematisierte „negative Sogwirkung“ zu adressieren. Im Rahmen des Vortrags zu „neu hinzukommenden Verteilernetzbetreibern“ wurde zusätzlich vorgeschlagen, dass der Effizienzvergleich ohne diese Verteilernetzbetreiber durchgeführt werden solle und die Effizienzwerte für diese im Nachhinein mit dem resultierenden Modell ermittelt werden sollten.

197 Zu Tenorziffer 13.4 wurde angemerkt, dass eine Weiterentwicklung der Ausreißeranalyse unterstützt werde. Die vorgeschlagenen Änderungen sollten aber schon jetzt in der Festlegung aufgenommen werden.

6.12. Mindesteffizienzwert (Tenorziffer 14)

198 Die Konsultationsfassung sah einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent vor.

199 Die Beibehaltung eines Mindesteffizienzwertes wurde insgesamt begrüßt. Es wurde jedoch überwiegend eine Überprüfung bzw. Anhebung des Mindesteffizienzwertes gefordert.

200 Durch die geänderten Voraussetzungen zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren seien in Zukunft mehr Netzbetreiber auf einen erreichbaren und übertreffbaren Mindesteffizienzwert angewiesen. Bereits auf Grundlage der aktuellen Regelungen sei ein Effizienzwert von 60 Prozent nicht erreichbar. Da eine Kostenreduktion bei den CAPEX kurzfristig nicht möglich sei, müssten die Ineffizienzen bei den OPEX abgebaut werden. Dies führe bei einem beispielhaften Anteil der OPEX von zwei Dritteln an den

Gesamtkosten dazu, dass bei einem Mindesteffizienzwert von 60 Prozent 60 Prozent der OPEX abgebaut werden müssten. Bei einem Verhältnis von 1:1 von OPEX zu CAPEX müssten danach sogar 80 Prozent der OPEX eingespart werden. Dies sei unternehmerisch nicht möglich. Der beschriebene Effekt werde durch die Verkürzung des Abbaupfades noch verschärft, da die jährliche Erlösreduktion sich von 8 Prozentpunkte auf 13,3 Prozentpunkte erhöhe. Würde weiterhin die bisherige jährliche Erlösreduktion von 8 Prozent unterstellt, müsse der Mindesteffizienzwert daher bei verkürztem Abbaupfad auf 76 Prozent erhöht werden. Dies sei auch erforderlich, um im Einzelfall Verzögerungen bei der Umsetzung der Energiewende durch fehlende Finanzmittel für Netzausbau und Gasnetztransformation zu verhindern.

201 Dabei verfange auch die Begründung nicht, dass der Mindesteffizienzwert lediglich eine Rückfallposition sei, da die benannten Sicherungsmechanismen nicht in der Lage seien, den Rückfall auf den Mindesteffizienzwert zu verhindern. Vielmehr würde dieser etwa durch die Modifikation der Bestabrechnung oder den Wegfall der SFA-Skalierung noch wahrscheinlicher. Auch bei der Modellauswahl könnte das Kriterium der Verteilung des Ineffizienzterms zudem durch andere statistische Kriterien verdrängt werden.

202 Auch seien die Effizienzwerte trotz wiederholter Durchführung des Effizienzvergleichs weiterhin sehr niedrig. Die Situation würde durch den verkürzten Abbaupfad noch verschärft. Es müsse zudem davon ausgegangen werden, dass durch die Effizienzanstrengungen der letzten Jahre viele Netzbetreiber bereits sehr schlank aufgestellt seien und aufgrund ihrer geringen Masse nicht mehr in der Lage seien, weitere Effizienzsteigerungen zu heben. Diese Netzbetreiber benötigten vielmehr weitere Sicherungsmechanismen.

203 Die Festlegung eines niedrigen Mindesteffizienzwerts für den Fall mangelnder Kooperation der Netzbetreiber sei nicht erforderlich. Es habe dafür in der Vergangenheit keinen Anwendungsfall gegeben. Zudem bestünden hier Handlungsalternativen der Bundesnetzagentur nach allgemeinen Regeln wie die Verhängung eines Zwangsgeldes. Dies sei aber in der Vergangenheit nicht nötig gewesen.

6.13. Effizienzwert (Tenorziffer 15)

6.13.1 Allgemein

204 Es wurde angeregt, im Rahmen der Tenorziffer einen Verweis auf die modifizierte Bestabrechnung nach Tenorziffer 12 aufzunehmen und die Reihenfolge von Tenorziffer 12 und Tenorziffer 15 zu überarbeiten.

6.13.2 Wegfall der Skalierung

205 Der Wegfall der Skalierung der SFA-Effizienzwerte wurde überwiegend kritisiert.

206 Die Begründung der Beschlusskammer überzeuge nicht. Die Formulierung des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG als „Soll-Vorschrift“ sei allein der Vorsicht des Gesetzgebers in Folge der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde geschuldet. Es sei zudem darauf hinzuweisen, dass ein „Sollen" rechtlich gesehen im Regelfall ein „Müssen" bedeute. Abweichendes gelte nur dann, wenn es sich aus außergewöhnlichen Einzelfallumständen ergebe. Dennoch müsse ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent in einem Anreizregulierungsregime potenziell erreichbar sein. Es müsse abstrakt-generell, d. h. ohne Berücksichtigung konkreter Datengrundlagen, möglich sein, dass ein oder mehrere Netzbetreiber nach der gewählten Methode einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten. Andernfalls sei der Grundsatz der Einhaltung des Standes der Wissenschaft verletzt. Die Nichtskalierung verletze zudem unionsrechtliche Vorgaben an die Angemessenheit der Regulierung. Denn die Regulierungsbehörde sei gemäß Art. 18 Strom-VO verpflichtet, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten vom Netzbetreiber insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprächen. Hierzu sei es erforderlich, dass in einem relativen Effizienzvergleich die effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber in der jeweiligen Methode einen Effizienzwert von 100 Prozent zugewiesen bekämen. Erhielten effiziente Netzbetreiber Effizienzwerte von unter 100 Prozent, würde die Effizienz der Netzbetreiber an einem fiktiven Unternehmen gemessen, das niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweise. Dies habe zur Folge, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht sichergestellt wäre.

207 Könnten Effizienzwerte von 100 Prozent dauerhaft nicht erreicht werden, habe dies eine dauerhafte Verringerung der zugestandenen Kapitalverzinsung zur Folge. Es werde dadurch unmöglich, ein auskömmliches Netzgeschäft zu betreiben, das auch noch die Anforderungen an die Energiewende erfülle.

208 Die Beschlusskammer stütze sich für den Wegfall der Skalierung allein auf die formelle Zuständigkeitsverschiebung. Die sachlichen Gründe für die Hochskalierung der SFA seien durch diese jedoch nicht entfallen. Die Beschlusskammer behaupte lediglich ohne tragfähige Begründung, dass es ausreichend sei, nur über die DEA einen Effizienzwert von 100 Prozent erreichen zu können, ohne sich detailliert mit den branchenseitigen Bedenken auseinanderzusetzen.

209 Der Gesetzgeber habe die ARegV als Konkretisierung der entsprechenden Abschnitte des EnWG geschaffen. Es könne daher nicht davon ausgegangen werden, dass die Anlage zur ARegV nur zufällig dergestalt formuliert worden sei, dass sich daraus die Notwendigkeit ergebe, mittels der SFA Effizienzwerte in Höhe von 100 Prozent erhalten zu können. Es überzeuge nicht, dass die Beschlusskammer sich auf die nicht mehr geltende Rechtslage beziehe, während sie die neue Rechtslage gerade erst selbst schaffe.

210 Es folge auch aus dem verpflichtenden Effizienzmaßstab des Unionsrechts, dass Effizienzvorgaben nur angemessen seien, wenn sie durch den betroffenen Netzbetreiber unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden könnten. Andernfalls werde die unionsrechtliche Vorgabe der Angemessenheit der Regulierung verletzt.

211 Die Beschlusskammer wolle hier, wie der Verweis auf die Interessen der Netznutzer zeige, gezielt niedrigere Effizienzwerte einer Vielzahl von Netzbetreibern erreichen.

212 Die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, der zufolge in beiden für den Effizienzvergleich vorgegebenen Methoden – der DEA und der SFA – die als am effizientesten ausgewiesenen Unternehmen einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten müssen, müsse auch in den Methodenfestlegungen weiterhin berücksichtigt werden, da die beiden Methoden wieder Anwendung finden sollen und die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben weiterhin gelte. Auch habe der Bundesgerichtshof sich nicht nur auf den Wortlaut der ARegV, sondern auch auf

die Gleichberechtigung der Methoden berufen. Die Beschlusskammer weiche nun von dieser Gleichberechtigung ab, wenn nur noch mittels der DEA Effizienzwerte von 100 Prozent erreicht werden könnten. Auch habe der Bundesgerichtshof aufgrund der Geltung der ARegV zum Entscheidungszeitpunkt keinen Anlass gehabt, sich zu dem theoretischen Fall zu äußern, was bei alleiniger Geltung des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG gelten müsse. Daraus könne jedoch nicht gefolgert werden, dass die festgelegte Vorgehensweise im Einklang mit § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG stehe.

213 Eine Stellungnahme trug vor, dass der Wegfall der Skalierung der SFA zu einer Abwertung der eigentlich zur DEA gleichrangigen Methode führe. Dies bedeute praktisch, dass jede Investition der Netzbetreiber, die einen Effizienzwert über die SFA erhalten, unabhängig von der eigentlichen Effizienz der einzelnen Maßnahme, nicht zu 100 Prozent effizient sei. Trotz Abbaus ineffizienter Kosten würde ein Netzbetreiber über die SFA nie einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten.

214 Es wurde vorgetragen, dass die Argumentation mit der Wettbewerbsanalogie der Regulierung nicht verfange. Es könne im Hinblick auf die rein rechnerisch ermittelten Ergebnisse eines Effizienzvergleichs auf Basis von ökonometrischen Verfahren nicht auf diese Weise argumentiert werden. Es sei daneben nicht nachvollziehbar, warum diese Argumentation nur für die SFA-Methode gelten solle. Die Wettbewerbsanalogie gehe auch deshalb fehl, da der generelle Produktivitätsfortschritt explizit über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor abgebildet werde und darüber hinausgehende Effizienzambitionen daher nicht mit einer Wettbewerbsanalogie begründet werden könnten. Auch sei der Vergleich mit wettbewerblichen Unternehmen dem Grunde nach unzulässig, da es den durch die Anreizregulierung regulierten Netzbetreibern – im Gegensatz zu Unternehmen in wettbewerblichen Märkten – durch Vorgaben bei der Kapitalverzinsung und immer wieder neu geprüfter Kosten in den Basisjahren nicht möglich sei, durch starke Effizienzsteigerungen Überrenditen zu erzielen.

215 Auch sei ein effizienter Netzbetreiber per Definition zu 100 Prozent effizient. Erhalte ein Netzbetreiber aufgrund der Nichtskalierung der SFA lediglich einen niedrigeren Effizienzwert, etwa von 98 Prozent, müsse er Kosten abbauen und werde daher als ineffizient behandelt. Wenn die Beschlusskammer dies als erreichbare und

übertreffbare Effizienzvorgabe erachte, lege dies den Schluss nahe, die Beschlusskammer würde das Effizienzziel auf 98 Prozent festlegen. Dann müssten aber auch andere Netzbetreiber nur noch Ineffizienzen bis zum Erreichen von 98 Prozent Effizienz abbauen, was wiederum einer Skalierung gleichkäme.

216 Es sei nicht ausreichend, dass ein Effizienzwert von 100 Prozent noch mittels der DEA erreicht werden könne. Die DEA unterstelle eine strikt lineare Beziehung zwischen Aufwandsparametern und Outputparametern. Wenn diese Beziehung in der Realität nicht erfüllt sei, führe dies dazu, dass einige Netzbetreiber allein aufgrund dieser strikten Modellannahme mittels der DEA keinen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten könnten, und zwar unabhängig davon, ob sie tatsächlich vollständig effizient seien. Netzbetreiber ohne strukturelle Auffälligkeiten könnten daher keinen Effizienzwert von 100 Prozent mehr erhalten. Die Argumentation der Beschlusskammer ignoriere damit wissenschaftlich anerkannte Realitäten der Modellbildung und Modellunsicherheit, da es bei jeder Modellierung strukturelle Unsicherheit gebe. Diese trete insbesondere bei der Effizienzermittlung auf, bei der die wahren Werte nicht beobachtet werden und die Modellannahmen somit nicht validiert werden könnten. Diese Unsicherheiten würden gerade durch die Anwendung mehrerer Methoden korrigiert, damit nicht ein Netzbetreiber allein deshalb, weil sich Modellannahmen tatsächlich nicht erfüllten, einen schlechteren als den wahren Effizienzwert zugewiesen bekomme.

217 Die Sicherungsmechanismen könnten nicht gegenseitig zur Begründung bzw. Rechtfertigung der Abschwächung der anderen Sicherungsmechanismen herangezogen werden, wenn diese insgesamt abgeschwächt würden. Auch werde nur einseitig zugunsten der Netznutzer argumentiert und dabei außer Acht gelassen, dass es auch schutzwürdige Interessen der Netzbetreiber gebe.

6.13.3 Nichtverankerung des Effizienzbonus

218 Die Nichtverankerung eines Effizienzbonus führe zu einer erheblichen Schwächung der Anreizregulierung. Der Bonus sei nicht nur ein Belohnungsmechanismus für besonders effiziente Netzbetreiber, sondern auch ein wichtiges Instrument zur Sicherstellung der Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG. Nach dem Grundgedanken des Effizienzvergleichs arbeiteten Netzbetreiber bereits

kosteneffizient und müssten über die bloße Einhaltung der Effizienzziele hinaus zur Ermöglichung der Übertreffbarkeit zusätzlich beanreizt werden. Dies ergebe sich auch aus der Begründung zur zweiten Novelle der ARegV. Dort werde ausgeführt, dass es zusätzliche Effizienzanreize brauche, um langfristig angelegte technologische Innovationen zu unterstützen, die durch die Auskehrung von Effizienzgewinnen nach jeder Periode gehemmt würden. Dies gelte insbesondere mit Blick auf den verkürzten Abbaupfad noch verstärkt. Auch führe nur eine Weiterentwicklung der Peer-Unternehmen, wie sie durch zusätzliche Effizienzanreize erreicht werden könne, zu einer langfristigen dynamischen Entwicklung der Effizienzgrenze.

219 Ein verlässliches und differenziertes Anreizsystem sei insbesondere aufgrund der steigenden Anforderungen an Digitalisierung, Dekarbonisierung und Netzausbau notwendig. Durch einen Effizienzbonus würden Wettbewerbselemente etabliert. Der Effizienzbonus sei ein notwendiger zusätzlicher Anreiz zur Hebung von Optimierungspotenzialen zu einer Zeit, in der sich die Effizienzwerte teilweise sehr angenähert hätten. Die weiteren vorgesehenen Sicherungsmechanismen dienten alleine dem Schutz der Netzbetreiber und böten keinen entsprechenden Anreiz zur Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben.

220 Der Effizienzbonus sei ursprünglich gerade eingeführt worden, da überlegt worden war, die Dauer der Regulierungsperiode auf zwei Jahre zu verkürzen. Aufgrund der nun geplanten tatsächlichen Verkürzung sei eine Verankerung des Bonus geboten. Es seien gerade zusätzliche Anreize notwendig, da Kostensenkungen durch die Verkürzung so zeitnah an die Netznutzer weitergegeben werden könnten, dass sich Anstrengungen zur Kostensenkung andernfalls nicht rentierten.

221 Es stelle einen Widerspruch dar, wenn in der RAMEN-Festlegung die Möglichkeit eines Effizienzbonus aufgenommen werde, obwohl nach Ansicht der Beschlusskammer die dreijährige Regulierungsperiode eine ausreichende Möglichkeit für Zusatzerlöse biete.

222 Die Argumentation zugunsten der Netznutzer greife zu kurz, da auch diese langfristig durch erhöhte Anreize für sehr effiziente Netze und die Entwicklung der Effizienzgrenze mehr profitieren würden als durch die Nichtverankerung des Bonus.

6.14. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 16)

223 Grundsätzlich wurde die Überführung der Regelung zu strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe gemäß § 15 Abs. 1 ARegV in die Methodenfestlegung begrüßt.

224 Teilweise wurde dabei vorgetragen, dass es im Prinzip richtig sei, die Regelung in unveränderter Form fortzuführen und die Auslegung eher eng erfolgen solle.

225 Teilweise wurde argumentiert, dass die Voraussetzungen der Regelung abzumildern seien. Konkret wurde eine weniger strenge Auslegung des Alleinstellungsmerkmals sowie die Abschaffung oder zumindest eine Reduzierung der von der Besonderheit kostenseitig zu erreichenden Erheblichkeitsschwelle von 5 Prozent der TOTEX gefordert, da diese viel zu hoch angesetzt sei. So sei im Regierungsentwurf zur Einführung der Anreizregulierung zunächst eine Schwelle von 1 Prozent vorgesehen gewesen, die dann auf 3 Prozent angehoben worden sei. Sinnvoll erscheine daher eine Schwelle von 2 Prozent, um den Transformationsprozess nicht ungebührlich zu behindern, die Netzbetreiber mit besonderen Strukturen zu unterstützen und den Netzbetreibern Planungssicherheit zu geben.

226 Denn in der Vergangenheit habe sich gezeigt, dass nur wenige Netzbetreiber von der Regelung hätten profitieren können. Aufgrund der Energiewende und gesetzlicher Vorgaben stiegen zudem die alternativlosen Kosten für Modernisierung, Digitalisierung und Ausbau der Netze enorm. Damit sei die Kostenschwelle von 5 Prozent immer schwerer zu erreichen.

227 Weiterhin wurde darauf hingewiesen, dass gleichzeitig auch die Heterogenität der Netze wachse, wobei die unterschiedliche Geschwindigkeit der Transformation als Ursache hervorgehoben wurde. Wenn die Anwendung der Regelung eine Ausnahme sein solle, müsse sichergestellt sein, dass der Aspekt der wachsenden Heterogenität hinreichend im Effizienzvergleich berücksichtigt werde. Andernfalls sei die derzeitige Ausgestaltung der Regelung zu den strukturellen Besonderheiten unzureichend.

228 Weiterhin wurde vorgetragen, dass die Umgestaltung der Regelung in ein Antragsverfahren mit separierter Bescheidung, die offenbar aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung und der Rechtssicherheit angestrebt werde, nicht zweckmäßig erscheine, da die Frage einer Bereinigung des Effizienzwertes sich nicht von der Erlösobergrenzenfestlegung trennen ließe. Eine separate

Anfechtungsmöglichkeit bringe für den Vollzug der Erlösobergrenzenfestlegung keine wirklichen Vorteile, da bis zu einer gerichtlichen Entscheidung über eine (teil-)ablehnende Bereinigungsentscheidung auch der Vollzug der Erlösobergrenzenfestlegung beeinträchtigt sei.

6.15. Ermittlung der Ineffizienzen (Tenorziffer 17)

229 Vielfach wurde mit Blick auf die Energiewende und die Beendigung des eingeschwungenen Zustandes die Auffassung vertreten, dass aufgrund der geplanten Verkürzung des Abbaupfads sowie der faktisch nicht vorhandenen Option, CAPEX zu kürzen, da diese vergangenheitsbezogene Kosten darstellten, die ex post nicht kurzfristig effizienter gestaltet werden könnten, die Anwendung der Effizienzvorgabe auf TOTEX zu Verzerrungen und nicht erreichbaren und nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führe. Die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten – im Übrigen auch auf volatile Kosten – solle entfallen. Da sowohl bei volatilen Kosten als auch bei Kapitalkosten eine jährliche Anpassung an die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers erfolge, führe die Anwendung des Effizienzwertes auf diese Kostenkategorien dazu, dass die Erlösobergrenze nur durch überproportionale Absenkung der Betriebskosten (abzüglich der volatilen Kosten) erreicht werden könne. Ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90 Prozent, dessen Basisjahrkosten sich zu 50 Prozent aus Betriebskosten, zu 40 Prozent aus Kapitalkosten und zu 10 Prozent aus volatilen Kosten zusammensetzten, könne seinen Erlöspfad nur einhalten, wenn er seine Betriebskosten um 20 Prozent (trotz 10-prozentiger Ineffizienz) absenke. Die geplante Verkürzung des Abbaupfads verschärfe dieses Problem noch zusätzlich.

230 Somit sei zwingend eine Anwendung der Effizienzvorgaben des auf der Basis der TOTEX ermittelten Effizienzwertes auf die OPEX anstelle der TOTEX vorzugeben. Die Wahl des etablierten TOTEX-Modellierungsansatzes, dessen Notwendigkeit sich allerdings nicht aus unionsrechtlichen Vorgaben ergebe, und die Anwendung des daraus resultierenden Effizienzwertes nur auf die OPEX stelle eine gangbare und beispielsweise in Österreich (E-Control) oder Belgien angewandte Alternative zu einer getrennten Modellierung von OPEX und CAPEX im Effizienzvergleich dar, die sehr komplex sei und die Interdependenzen zwischen den beiden Kostenarten berücksichtigen müsse. Neben der einfachen Umsetzbarkeit habe dieser Ansatz den

Vorteil, dass er den Netzbetreibern einen gewissen Anreiz biete, effizient zu investieren, während gleichzeitig das Risiko einer nicht-vollständigen Refinanzierung von Investitionen reduziert werde. Die CAPEX sollten in ein vollständiges Cost-Plus-Regime überführt werden. Die höheren TOTEX eines ineffizient investierenden Netzbetreibers schlügen sich in einem ceteris paribus schlechteren Effizienzwert nieder, der dementsprechend die OPEX, nicht aber die versunkenen CAPEX schmälern würde.

231 Im Übrigen wurde angemerkt, dass der Verweis auf den nach Tenorziffer 15 ermittelten Effizienzwert hier fehlgehe. Maßgeblich müsse auf Tenorziffer 12 verwiesen werden.

6.16. Individuelle Effizienzvorgabe (Tenorziffer 18)

232 Die Verkürzung des Abbaupfades von fünf auf drei Jahre wurde überwiegend abgelehnt.

233 Zum Teil wurde vorgetragen, die Verkürzung des Abbaupfades führe zu einem deutlichen Aufwand für die (Landes-) Regulierungsbehörden und Netzbetreiber und zu weiteren Verzögerungen, da es bereits heute zu verspäteten Kostenprüfungen und Festlegungen der Erlösobergrenzen komme. Solche Verzögerungen führten zu zusätzlichen Unsicherheiten für die Netzbetreiber, die zugleich eine sinkende Attraktivität für Investoren zur Folge habe. Es sei jedoch durch die Verkürzung des Abbaupfades umso zwingender, dass die Effizienzvorgabe vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt werde, um eine Erreichbarkeit zu gewährleisten. Allerdings werde es durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode wahrscheinlich, dass die Erlösobergrenze und damit auch der Abbaupfad erst nach der Regulierungsperiode festgelegt würden. Der Abbau der Ineffizienzen würde dann ad absurdum geführt. Auch stehe die Schaffung von Mehraufwänden im Widerspruch zu den Zielsetzungen, durch den neuen Regulierungsrahmen Vereinfachungen zu schaffen und Bürokratie abzubauen. Diese Punkte müssten in der Abwägung berücksichtigt werden.

234 Durch die Verkürzung des Abbaupfades würden unerreichbare Vorgaben zum Abbau der Ineffizienzen gesetzt. Die Beschlusskammer habe neben der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit nach § 21a EnWG auch nach Art. 18 Abs. 2 Strom-VO sicherzustellen, dass langfristig angemessene Anreize für Effizienzsteigerungen gesetzt würden. Ihre

Einschätzung müsse dabei gemäß § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Dabei müsse die Beschlusskammer Anhaltspunkte für zu erwartende Rahmenbedingungen für die Verteilernetze herausstellen, auf Basis derer die Länge des Abbaupfades bestimmt werden müsste, bei der die Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber tatsächlich erreichbar und übertreffbar wäre. Den Normgeber treffe dabei die Darlegungslast. Die Beschlusskammer befasse sich jedoch nicht mit der Frage der Umsetzbarkeit. Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben sei nicht mehr für alle Netzbetreiber gegeben. Es sei beispielsweise für einen Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 70 Prozent unmöglich, entsprechend eines Verteilungsfaktors von einem Drittel pro Jahr 10 Prozent seiner Ineffizienzen abzubauen. Denn ein Abbau sei nur bei den OPEX realisierbar, da CAPEX bereits in der Vergangenheit getätigt würden oder zur Gewährleistung der Netztransformation zwingend seien. Auch bei den OPEX bestünden jedoch regelmäßig vertragliche Verbindlichkeiten, die nicht kurzfristig aufgelöst werden könnten. So würden etwa keine auf das Basisjahr hin optimierten Arbeitsverträge geschlossen, sodass nach dem Basisjahr unter Beachtung des Kündigungsschutzgesetzes keine kurzfristigen Entlassungen von Mitarbeitenden möglich seien. Zudem seien langfristige Verträge kostengünstiger als ersatzweise abgeschlossene kurzfristige Verträge. Auch sollten zur Sicherstellung der Anlagensicherheit etwa Wartungsverträge nicht kurzfristig beendet werden.

235 Zum Teil wurde vorgetragen, die Abwägung der Beschlusskammer erfolge zu einseitig zugunsten des Kostenaspekts für die Netznutzer und zu Lasten der Netzbetreiber. Dabei entziehe der verkürzte Abbaupfad den Netzbetreibern finanzielle Mittel für verbraucherrelevante Bereiche wie den EE-Ausbau, Wärmepumpenhochlauf oder E-Mobilität sowie der Versorgungssicherheit. Dies widerspreche der Zielsetzung einer verbraucherfreundlichen und sicheren Energieversorgung in § 1 Abs. 1 EnWG.

236 Zudem ergäben sich zusätzliche Belastungen dadurch, dass durch die geplanten Änderungen bei den KA_{nEu} nunmehr neue Kosten dem Effizienzvergleich unterliegen, sodass weiterer Effizienzdruck durch die Verkürzung des Abbaupfades nicht tragbar sei.

237 Es wurde kritisiert, dass die Verkürzung des Abbaupfades u. a. auch damit begründet bzw. aufgewogen werde, dass die Netzbetreiber zu ihren Gunsten einen OPEX-

Aufschlag erhielten. Tatsächlich sei dieser jedoch nicht für alle Verteilernetzbetreiber vorgesehen. Dies führe insbesondere zu einer besonderen Belastung der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren, die weder den OPEX-Aufschlag erhielten, noch steigende Kosten bei einer im Zuge des Abbaupfades schnell sinkenden Kostenbasis über die Kostenprüfung geltend machen könnten. Zudem decke der OPEX-Aufschlag solche steigenden Kosten nicht, die nicht durch steigende Strukturparameter veranlasst sind. Der OPEX-Aufschlag adressiere lediglich outputbasierte Betriebskostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode und damit eine gänzliche andere Problemstellung als der Abbaupfad. Er diene insbesondere nicht der Anlagenfinanzierung.

238 Auch der Kapitalkostenaufschlag könne die Verkürzung des Abbaupfades nicht ausgleichen, da über diesen lediglich Investitionen für Neuanlagen nach dem Basisjahr berücksichtigt würden. Finanzielle Mittel würden jedoch über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen benötigt.

239 Des Weiteren wurde angemerkt, dass Ineffizienzen nicht abgebaut werden könnten, wenn Optimierungspotenziale aus Zeitmangel nicht umgesetzt werden könnten. In einer dreijährigen Regulierungsperiode blieben den Netzbetreibern lediglich zwei Jahre zur Identifikation und Umsetzung von Effizienzmaßnahmen dergestalt, dass diese bereits innerhalb dieser Zeit auf die Kosten wirkten. Es sei jedoch unmöglich, Kosten derart kurzfristig abzusenken. Die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben würde daneben noch voraussetzen, dass Optimierungsprozesse noch frühzeitiger erfolgten, da es einige Zeit in Anspruch nehme, bis diese sich in den Kosten zeigten. Die Problematik werde noch dadurch verschärft, dass weiterhin das erste Jahr der Regulierungsperiode als Basisjahr festgelegt wurde. Dadurch gebe es auch keine Anreize mehr für Effizienzsteigerungen, da von diesen bei längeren Regulierungsperioden stärker profitiert werde. Durch die Verkürzung des Abbaupfades entstehe ein dauerhafter Effizienzdruck, da die Ineffizienzen nun auch absolut häufiger und dichter getaktet abgebaut werden müssten. Anders als bei einem fünfjährigen Abbaupfad entfiele die Möglichkeit, über die Jahre hinweg operativ zu glätten und die Chancen auf Effizienzsteigerungen. Dadurch würden die Netzbetreiber unflexibler und langfristige Optimierungsstrategien ausgehebelt, während zugleich ihre Aufgaben durch die energiewendebedingte Netztransformation zunähmen.

240 Die Verkürzung des Abbaupfades führe dazu, dass der zu erlösende Betrag aus Ineffizienzen sich über die gesamte Regulierungsperiode hinweg in Summe um 50 Prozent verringere.

241 Es sei auch nicht überzeugend, wenn die Beschlusskammer damit argumentiere, dass der Abbaupfad zu Beginn der Anreizregulierung schon einmal verkürzt worden sei. Die damalige Verkürzung des Abbaupfads sei eher angemessen gewesen, da damals noch Monopolrenditen bestanden und es größere, leicht zu erschließende Kostensenkungspotenziale gab, die nunmehr ausgeschöpft seien. Es sei nach vier Regulierungsperioden nunmehr schwieriger, Kosten zu senken.

242 Auch wurde kritisiert, dass damit argumentiert werde, dass die Netznutzer nicht länger als notwendig ineffiziente Kosten finanzieren sollen, da die Finanzierung eines Betriebsmittels über Jahrzehnte sicherstellen zu sei und nicht über drei oder fünf Jahre, auch wenn dieses Betriebsmittel als ineffizient eingestuft werde.

243 Es wurde vorgetragen, die Verkürzung des Abbaupfades sei entgegen der Annahme der Beschlusskammer nicht europarechtlich begründet. Die Beschlusskammer unterstelle andernfalls, der nationale Gesetzgeber habe in den vergangenen Regulierungsperioden gegen Europarecht verstoßen. Zudem wäre dies andernfalls von der höchstrichterlichen Rechtsprechung aufgegriffen worden. Auch kollidiere diese Auslegung des Europarechts mit der gesetzlichen Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben. Zudem sei der Abbaupfad in der Regulierungspraxis ein etabliertes Kernelement der Anreizregulierung, das nicht grundsätzlich in Frage gestellt werde. Die Argumentation mit dem Europarecht sei auch deshalb verfehlt, da der Abbaupfad nicht zum tatsächlichen Abbau der Ineffizienzen diene, sondern allein einen Sicherungsmechanismus gegen die Unsicherheit der ermittelten Ineffizienzen sei. Werde der Abbaupfad verkürzt bzw. verschärft, bringe dies daher zum Ausdruck, dass den ermittelten Effizienzwerten nunmehr mehr vertraut werden könnte und diese genauer seien als zuvor. Dies sei jedoch angesichts der Unsicherheiten durch das neue Regulierungssystem und die Netztransformation nicht nachvollziehbar.

244 Zum Teil wurde die Verkürzung des Abbaupfades bereits in der fünften Regulierungsperiode abgelehnt, da diese als Übergangsperiode vor der geplanten

Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode gedacht sei. Dadurch werde die Regulierungsperiode „durch die Hintertür“ faktisch bereits in der fünften Regulierungsperiode verkürzt. Aufgrund der geplanten Änderungen der Methodik des Effizienzvergleichs bestünden ohnehin große Unsicherheiten im Hinblick auf künftige Effizienzwerte, die zu einer sinkenden Planbarkeit führten. Dieser Effekt werde durch das einmalige Auseinanderlaufen von Abbaupfad und Regulierungsperiode noch erhöht. Nach den Grundsätzen der Anreizregulierung solle durch die Entkoppelung von Kosten und Erlösen während des gesamten Zeitraums der Regulierungsperiode der Netzbetreiber beanreizt werden, überproportionale Effizienzanstrengungen auf der Kostenseite zu erreichen und den dadurch erwirtschafteten Ertrag für sich zu behalten. Die Verkürzung des Abbaupfades gegenüber der Dauer der Regulierungsperiode nehme den Netzbetreibern nunmehr die Möglichkeit, den gesamten Zeitraum der Regulierungsperiode für zusätzliche Effizienzgewinne zu nutzen und dabei in unternehmerischer Eigenverantwortung über Zeitpunkt, ob und wie zu entscheiden.

245 Es überzeuge nicht, dass die Verkürzung bereits in der fünften Regulierungsperiode als sinnvoll erachtet werde, da dadurch bereits im Basisjahr in der letztmals fünfjährigen Regulierungsperiode die Ineffizienzen abgebaut sein müssten. Denn der Abbaupfad diene nicht dem Zweck, im Basisjahr für die Folgeperiode nur noch effiziente Kostenstrukturen aufzuweisen. Zudem stelle dies eine allein theoretische, rechnerisch vorgegebene Konsequenz dar und würde voraussetzen, dass alle Netzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode zu 100 Prozent effizient waren. Auch würde dieser Effekt nur einmalig auftreten, da ab der siebten Regulierungsperiode Basisjahr und letztes Jahr des Abbaupfades nicht mehr übereinstimmten.

246 Auch führe es zu einer unverhältnismäßigen Belastung im Vergleich zur nachfolgenden sechsten Regulierungsperiode, wenn in der fünften Regulierungsperiode nur in den ersten beiden Jahren ineffiziente Kosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt würden. Dadurch ergebe sich ein jährlicher Durchschnitt von abzubauenden Ineffizienzen in Höhe von 80 Prozent der ineffizienten Kosten gegenüber 60 Prozent nach dem Status quo. Mithin würde die Kostenaufteilung nur zu 20 Prozent auf den Ist-Kosten der Netzbetreiber beruhen. Diese Verschärfung würde nicht durch andere

Sicherungsmaßnahmen ausgeglichen. Werde der Abbaupfad als Sicherungsmechanismus betrachtet, gebe es keine Rechtfertigung dafür, diesen in der fünften Regulierungsperiode erheblich abzuschwächen und in der sechsten Regulierungsperiode wieder zu lockern. Zudem setze es ein großes Vertrauen in die Sachgerechtigkeit der Effizienzwerte voraus, wenn die Erlösobergrenze zu 80 Prozent auf den Ergebnissen des Effizienzvergleichs beruhe. Dies sei aufgrund von Unsicherheiten durch Datenfehler, wie diese in der vergangenen Regulierungsperiode aufgetreten seien, nicht gegeben. Es solle daher die Länge des Abbaupfades an die Dauer der Regulierungsperiode gekoppelt werden.

247 Des Weiteren lege sich die Beschlusskammer durch die Begründung bereits fest, dass es ab der sechsten Regulierungsperiode keine fünfjährige Regulierungsperiode mehr geben würde, obwohl dies noch abhängig von der Evaluierung nach Tenorziffer 3.3 der RAMEN-Festlegung sei. Diese sei ergebnisoffen durchzuführen.

248 Zum Teil wurde angemerkt, dass ein Abbau der Ineffizienzen zu Jahresbeginn nicht möglich sei, da Ineffizienzen in aufwandsgleichen Kosten nur gleichmäßig über einen Zeitraum hinweg abgebaut werden könnten. Daraus folge, dass bei einem dreijährigen Abbaupfad im ersten Jahr lediglich ein Sechstel der Ineffizienzen abzubauen wären. Da zum Jahresbeginn noch kein Abbau möglich wäre, seien erst nach Ablauf des ersten Jahres ein Drittel der Ineffizienzen abgebaut, so dass sich im Jahresmittel eine Effizienzvorgabe von einem Sechstel ergebe.

249 Zum Teil wurde vorgetragen, der Abbaupfad solle verlängert werden, um als Absicherung gegen Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich zu dienen und der steigenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben sowie den steigenden Anforderungen und Unsicherheiten der Netzbetreiber aufgrund der Umsetzung der Energiewende Rechnung zu tragen. Zum Teil wurde konkret eine Verlängerung auf 7,5 Jahre, zum Teil (ab der sechsten Regulierungsperiode) auf die Dauer von zwei Regulierungsperioden gefordert. Auch die österreichische Regulierungsbehörde E-Control habe den Abbaupfad bereits auf 7,5 Jahre verlängert.

250 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) sieht es als sinnvoll an, Kostensenkungen, die sich durch den Abbau von Ineffizienzen ergeben, schneller als bisher an die Nachfrager durchzureichen. Dies sei u. a. sinnvoll, um die im Rahmen

der grünen Transformation angestrebte Elektrifizierung vieler Wirtschafts- und Lebensbereiche schneller voranzutreiben. So würden Kostensenkungen der Netzbetreiber auch den Kunden bei der Umsetzung ihrer Transformation helfen. Zugleich würden durch die nur dreijährige Regulierungsperiode und eine Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre Anreize gegen das Aufblähen der Kosten im Basisjahr gesetzt. Der Abbaupfad für Ineffizienzen könne jedoch unabhängig von der zunächst weiterhin fünfjährigen Regulierungsperiode durchaus auf drei Jahre verkürzt werden, da die gewichtigsten Ineffizienzen ja längst abgebaut worden sein sollten.

251 Von Seiten der Verbrauchervertreter wurde hingegen gefordert, dass auf Grundlage der Vorgaben des Unionsrechts grundsätzlich ohne jeden Abbaupfad unmittelbar zu Beginn der Regulierungsperiode eine Kürzung der Erlösobergrenzen um die Ineffizienzen erfolgen müsse.

6.17. Mitteilung an die Länder (Tenorziffer 19)

252 Unter Berücksichtigung der in den Festlegungsentwürfen enthaltenen Fristen bliebe für die Durchführung des Effizienzvergleichs einschließlich der Branchenkonsultation lediglich drei Monate Zeit (April bis Juni des der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres). Die Fristen seien daher insgesamt unrealistisch.

6.18. Sonstiges

253 Die Änderungen in den Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich führten für sich gesehen und in Summe zu eklatant sinkenden Effizienzwerten. Bei jeder Abwägung sei dem Schutz der Netznutzer Vorrang gewährt worden. Dabei sei nicht bedacht worden, dass es sich bei den Netzbetreibern zum Großteil um kommunale Netzbetreiber handele, die eine weitreichende gesellschaftliche Verantwortung trügen und die Änderungen für diese und ihre Anteilseigner fatale Folgen hätten.

254 Das neue Regulierungssystem müsse gesamthaft betrachtet werden, da es zahlreiche Querbezüge gebe und die Effekte der einzelnen geplanten Maßnahmen sich durch ihre Kombination verstärkten. Daher solle die fünfte Regulierungsperiode als Übergangsperiode dienen und Änderungen allenfalls nach dieser Übergangszeit und nach einer entsprechender gesamthafter Bewertung bzw. Evaluierung der Änderungen erfolgen.

255 Die Abwägungen der Beschlusskammer fielen stets einseitig zugunsten der Netznutzer aus und ließen dabei völlig außer Acht, dass auch ein berechtigtes Schutzbedürfnis der Netzbetreiber bestehe, um die Sicherstellung der Lebensfähigkeit der Netze entsprechend § 21 Abs. 2 Satz 4 EnWG zu erreichen. Es fehle eine hinreichende Folgenabschätzung.

256 Der Wegfall der Härtefallregelung nach § 16 Abs. 2 ARegV sei nicht nachvollziehbar. Die neue Härtefallregelung in Tenorziffer 13 der RAMEN-Festlegungen sei in den betreffenden Fällen nicht anwendbar, da die neue Regelung eine andere Situation betreffe und auf ein näher definiertes Ereignis im Sinne eines Umstands bezogen sei. Die RAMEN-Festlegungen sähen die Härtefallregelung ausdrücklich für den Fall vor, dass ein solcher Umstand nicht durch spezielle Anpassungs- und Korrekturregelungen abschließend geregelt sei. Damit seien spezielle Anpassungsregelungen in den Methodenfestlegungen gemeint. Eine solche Härtefallregelung bezüglich der Effizienzvorgabe sei vor dem Hintergrund der Vorgabe der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe aufzunehmen.

7. Beratungsprojekte und Kurzgutachten

257 Die Beschlusskammer hat aufgrund der Konsultationsbeiträge zwei ergänzende Gutachtenaufträge vergeben.

7.1. Kurzgutachten zu Auswirkungen der Neuregelung des vereinfachten Verfahrens

258 Zum einen hat die Beschlusskammer im September 2025 einen Gutachtenauftrag an Swiss Economics zum Thema „Einfluss neuer Netzbetreiber im Effizienzvergleich“ vergeben. Die Aufgabenstellung bestand darin, zu untersuchen, ob die Befürchtungen der Branche berechtigt sind, oder ob der Einfluss neuer Netzbetreiber und die dadurch gestiegene Heterogenität durch die in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich vorgesehene Vorgehensweise angemessen berücksichtigt wird.

259 Der Gutachter beurteilte die Auswirkungen eines vergrößerten Datensatzes auf die Effizienzwerte der bestehenden Teilnehmer am Effizienzvergleich theoretisch-wissenschaftlich, praktisch mit Blick auf das konkrete Vorgehen beim Effizienzvergleich sowie empirisch anhand der von den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur

bereitgestellten Daten.[8] Zugrunde gelegt wurde der im Rahmen des Konsultationsprozesses geäußerte Branchenvortrag zur „negativen Sogwirkung".

7.1.1 Theoretische Einordnung

260 Der Gutachter ordnete die erwarteten Effekte zunächst theoretisch ein. Dabei sei eine Erweiterung des Datensatzes allgemein in relativen Effizienzvergleichsmodellen positiv zu bewerten, da sie zu einer umfassenderen und statistisch fundierteren Bestimmung des Effizienzmaßstabs beitrage, auch wenn sich dadurch der Effizienzmaßstab verschärfen könne.[9]

261 Er stellte zunächst klar, dass die Betriebsgröße der Netzbetreiber keinen relevanten Indikator für ihre Effizienz darstelle, während die Branche davon ausgehe, dass die hinzukommenden Netzbetreiber überwiegend ineffizient seien.[10] Würden vorwiegend ineffiziente Netzbetreiber in die Stichprobe aufgenommen, habe dies in der DEA keine Auswirkungen auf die Effizienzgrenze.[11] In der SFA könnten die neuen Beobachtungen die geschätzten Koeffizienten der Produktionsfunktion verändern, was zu einer Änderung der Lage der Regressionsgeraden oder der Varianz von Stör- und Ineffizienzterm führen könne. Eine Erweiterung des Datensatzes sei in der SFA grundsätzlich von Vorteil, da dies ihre Schätzqualität verbessere. Da die Schätzung der Parameter auf einer breiteren empirischen Basis beruhe, führe dies zu einer verbesserten statistischen Aussagekraft und Präzision der Maximum-Likelihood-Schätzung. Das bedeute, dass durch eine größere Stichprobe eine robustere Identifikation der Verteilungen von Ineffizienz und Rauschen sowie eine stabilere Trennung beider Komponenten ermöglicht werde. Denn bei einer größeren Stichprobe konvergierten die Maximum-Likelihood-Schätzer (bei korrekter Spezifikation) gegen die wahren Werte.[12]

[8] Vgl. Swiss Economics, Einfluss neuer Netzbetreiber im Effizienzvergleich, Kurzgutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 17. Oktober 2025, S. 2. (nachfolgend: „Kurzgutachten Swiss Economics").
[9] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 4.
[10] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 3f.
[11] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 4.
[12] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 4.

262 Des Weiteren überprüfte der Gutachter die Behauptung im Branchenvortrag, die Ineffizienz eines einzelnen Netzbetreibers steige (sinke), wenn die durchschnittliche Ineffizienz höher (tiefer) sei. Die Branche lege dabei zugrunde, dass der Erwartungswert von u_i direkt von der mittels Maximum Likelihood geschätzten Standardabweichung des Ineffizienzterms σ_u abhängt. Diese theoretische Betrachtung der Branche sei jedoch unvollständig, da nicht ausreichend auf die vorgelagerte Maximum Likelihood Schätzung eingegangen werde.

263 Der Gutachter stellte weiter fest, dass eine größere Stichprobe helfen könne, die Ineffizienzverteilung präziser zu identifizieren und die Schätzungen zu stabilisieren. Denn gebe es bei der Ineffizienzverteilung zu wenige (viele) stark ineffiziente Netzbetreiber in der Stichprobe, werde die Ineffizienz aller Netzbetreiber unterschätzt (überschätzt). Falls durch eine geeignete Wahl der Vergleichsparameter und anderer Modellspezifikationen extreme Ineffizienzen verbleiben sollten, wären somit in einem weiteren Schritt alternative Verteilungsannahmen zu prüfen. Ergänzend könne die Wirkung besonders ineffizienter Einzelbeobachtungen auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber untersucht werden und ggf. in der SFA von der Berechnung, z. B. im Rahmen der Ausreißeranalyse, ausgeschlossen werden.[13] Es sei aber nicht sachgerecht, wie im Branchenvortrag gefordert, ein ganzes Sample an bislang nicht berücksichtigten Unternehmen per se auszuschließen oder die Verteilungsannahme der Ineffizienz im Voraus festzulegen.[14]

264 Der Gutachter erläuterte zudem, dass durch den sogenannten „Shrinkage"-Effekt in der SFA im Hinblick auf die erwartete Ineffizienz die Effizienz eines Netzbetreibers auch von der durchschnittlichen Ineffizienz aller anderen Netzbetreiber beeinflusst werde.[15] Dies habe eine Überschätzung niedriger und eine Unterschätzung hoher Effizienzen zur Folge. Dieser Effekt nehme jedoch ab, je tiefer der stochastische Störterm sei.[16]

[13] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 6
[14] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 6.
[15] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 6 f.
[16] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 7.

7.1.2 Praktische Einordnung

265 Der Gutachter prüfte sodann, ob der Entwurf der vorliegenden Methodenfestlegung ausreichende Möglichkeiten vorsah, um einer etwaigen Sogwirkung vorzubeugen.

266 Er ging zunächst davon aus, dass durch die hinzukommenden Netzbetreiber eine zunehmende oder sich ändernde Heterogenität im Datensatz tendenziell wahrscheinlich werde.[17] Aufgrund der Vorgaben des Entwurfs der Methodenfestlegung hinsichtlich der Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber werde Heterogenität zukünftig – wie auch in den vergangen Effizienzvergleichsverfahren – in allen Schritten des Effizienzvergleichs berücksichtigt. Insbesondere sei davon auszugehen, dass angesichts der erwarteten Heterogenität in Zukunft alle Schritte des Effizienzvergleichs erneut durchgeführt werden und in der Folge ein neues Effizienzvergleichsmodell ermittelt werden wird. Der Gutachter bewertet es daher als unwissenschaftlich, das Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode ohne Weiteres auf den erweiterten Datensatz anzuwenden und daraus die Folgerung abzuleiten, dass keine neuen Netzbetreiber in das Regelverfahren aufgenommen werden sollen.[18]

267 Vielmehr solle die Datenabfrage im Rahmen eines vertretbaren Aufwands erweitert werden und die Herstellbarkeit der strukturellen Vergleichbarkeit geprüft werden. Sei dies nicht möglich, sollten – wie in der Methodenfestlegung vorgesehen – einzelne Netzbetreiber oder Netzbetreibergruppen aus dem Datensatz entfernt werden.[19]

7.1.3 Empirische Einordnung

268 Zuletzt ordnete der Gutachter die Ergebnisse der Branchenanalyse empirisch ein.

269 Es könne aus verschiedenen Gründen nicht beurteilt werden, ob der von der Branche zugrunde gelegte Datensatz valide sei. So stimmten etwa die angegeben Aufwandsparameter nicht mit jenen überein, die die Bundesnetzagentur seither von den Landesregulierungsbehörden erhalten habe. Vielmehr seien die

[17] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 7.
[18] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 8.
[19] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 8.

Aufwandsparameter der neu hinzukommenden Netzbetreiber grundsätzlich zu hoch angesetzt worden, da keinerlei Korrektur um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten vorgenommen wurde. Zudem sei eine Validierung der Vergleichsparameter nicht möglich, da der Bundesnetzagentur für die Vergleichsparameter keine eigenen Daten vorliegen. Der Gutachter geht zudem von einem größeren Messfehler in der Stichprobe aus, der extreme Beobachtungen wahrscheinlicher mache.[20]

270 Die empirische Überprüfung des Gutachters ergab, dass es naheliegt, dass es sich bei den hinzukommenden Netzbetreibern nicht um eine homogene, andersartige Gruppe handelt, sondern dass viele der hinzukommenden Netzbetreiber gut mit den bestehenden Teilnehmern am Regelverfahren vergleichbar sein dürften.[21] Konkret könne dies jedoch erst im Rahmen der Durchführung des Effizienzvergleichs festgestellt werden. Es sei davon auszugehen, dass im Hinblick auf die hinzukommenden Netzbetreiber Anpassungen am Effizienzvergleichsmodell und Analysen zur Berücksichtigung der Heterogenität vorgenommen werden müssen.[22]

271 Es war dem Gutachter letztlich nicht möglich, die Ergebnisse von Polynomics zu replizieren. Polynomics habe das Modell des Effizienzvergleichs der vierten Regulierungsperiode Strom nach Herausnahme der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet verwendet. Dies deute darauf hin, dass das Modell für den erweiterten Datensatz nicht geeignet sei. Auch seien auf diese Weise die Ergebnisse nicht mit jenen des Effizienzvergleichs Strom der 4. Regulierungsperiode (EVS4) vergleichbar, bei dem eine solche Entfernung nicht erfolgt ist. Es sei unklar, ob die statistischen Eigenschaften des Modells geprüft wurden. Zudem fehle eine entsprechende Analyse zu den Ergebnissen eines alternativen Modells.[23]

[20] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 9.
[21] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 11.
[22] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 11.
[23] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 12.

272 Der Gutachter kommt daher zu dem Ergebnis, dass die ermittelten Effizienzwerte und Auswirkungen auf andere Netzbetreiber weder nachvollziehbar noch aussagekräftig seien.[24]

7.1.4 Fazit

273 Das Gutachten kommt insgesamt zu dem Schluss, dass die Befürchtungen der Branche im Hinblick auf die sogenannte „negative Sogwirkung“ unberechtigt sind. Eine etwaige steigende Heterogenität könne durch die in der vorliegenden Methodenfestlegung vorgesehenen Mechanismen hinreichend berücksichtigt werden. Dabei sollten potenziell vergleichbare Unternehmen bei der Datenerhebung berücksichtigt werden und die Vergleichbarkeit dann anhand der erhobenen Daten empirisch überprüft werden.[25]

7.2. Kurzgutachten zur Ausgestaltung der Bestabrechnung

274 Im Oktober 2025 wurde ein Gutachtenauftrag an Frontier Economics zum Thema „Evaluation der Bestabrechnung bei unterschiedlichen Kostenarten“ vergeben. Die Aufgabenstellung bestand darin, zu untersuchen, ob die in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf geäußerten Befürchtungen der Branche hinsichtlich der Auswirkungen der geplanten modifizierten Bestabrechnung berechtigt sind. Es sollte eine Abwägung zwischen den Bestabrechnungen Best-of-Four, Best-of-Methods Mean-of-Costs (BoMo) und Mean-of-Methods Best-of Costs (MoBo) erstellt werden.

275 Im Gutachten wurden zunächst die Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf im Hinblick auf die modifizierte Bestabrechnung ausgewertet und anschließend die modifizierte Bestabrechnung vor dem Hintergrund dieser Stellungnahmen diskutiert.

7.2.1 Wissenschaftliche Auseinandersetzung

276 Der Gutachter fasste zunächst den Stand der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit Abrechnungsmethoden zusammen. Dabei stellte er fest, dass in der Wissenschaft zwar die Kombination verschiedener methodischer Ausgestaltungen, nicht aber die

[24] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 12.
[25] Vgl. Kurzgutachten Swiss Economics, S. 13.

Kombination unterschiedlicher Kostenarten im Hinblick auf den Eingang in den Effizienzvergleich diskutiert werde.[26] Praktisch werde im Wesentlichen entweder eine Mittelwertbildung oder eine Wahl des besten Effizienzwertes angewandt. Der Gutachter verwies weiterhin auf Simulationsstudien in einer Publikation von Andor et al. (2019), die aufzeigten, dass die „wahre" Effizienz der simulierten Unternehmen präziser erfasst werde, wenn der beste Wert aus vier mittels SFA und DEA geschätzten Effizienzwerten gewählt wird, als dies in den jeweiligen Einzelschätzungen möglich sei.[27] Diese Ergebnisse müssten aber dahingehend eingeordnet werden, dass sie unter Simulationsbedingungen zustande kamen. Hierzu verwies der Gutachter auf das von Prof. Dr. Andor im Wissenschaftsdialog vorgestellte Vorgehen, mittels Monte-Carlo-Simulationen den für den konkreten Kontext jeweils geeigneten Ansatz zu identifizieren.[28] Der Gutachter wies darauf hin, dass Monte-Carlo-Simulationen für die dritte Regulierungsperiode Gas diskutiert wurden, bisher aber praktisch noch nicht zur Anwendung gekommen seien. Es müsse geprüft werden, ob diese auf den regulatorischen Kontext übertragbar seien.[29]

7.2.2 Simulation für die vierte Regulierungsperiode

277 Der Gutachter führte insbesondere eine Simulation dahingehend durch, wie die verschiedenen Abrechnungsmethoden BoMo, MoBo und Mittelwertbildung in der vierten Regulierungsperiode für Gas- und Stromverteilernetzbetreiber – bei Zugrundelegung nichtskalierter SFA-Effizienzwerte – im Vergleich zur Best-of-Four-Abrechnung gewirkt hätten. Die Simulation ergab für die BoMo-Methode eine ähnliche Verteilung wie bei Anwendung einer Best-of-Four-Abrechnung, sodass sich in der aktuellen Regulierungsperiode keine wesentliche Verschlechterung der Effizienzwerte – sowohl im Hinblick auf die durchschnittlichen Effizienzwerte, als auch im Hinblick auf die Anzahl der Unternehmen mit Effizienzwerten von 100 Prozent – im Vergleich

[26] Frontier Economics, Evaluation der Bestabrechnung bei unterschiedlichen Kostenarten, Kurzgutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 30.10.2025, S. 19. (nachfolgend: „Kurzgutachten Frontier Economics").
[27] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 11.
[28] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 11f.
[29] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 12.

zur Best-of-Four-Abrechnung ergeben hätte.[30] Bei Anwendung von MoBo fielen die Effizienzwerte demgegenüber deutlich ab. Bei der Mittelwertbildung ergaben sich im Vergleich die niedrigsten Effizienzwerte.[31]

7.2.3 Abbildung methodenimmanenter Unsicherheiten

278 Weiter führte der Gutachter aus, dass die BoMo-Abrechnung – anders als MoBo oder eine Mittelwertbildung – ebenso wie die Best-of-Four-Abrechnung zur Abmilderung methodenimmanenter Unsicherheiten zwischen den Methoden SFA und DEA im Effizienzvergleich geeignet sei.[32]

7.2.4 Einfluss unterschiedlicher Altersstrukturen

279 Des Weiteren untersuchte der Gutachter den Einfluss unterschiedlicher Altersstrukturen auf die Effizienzwerte im Übrigen identischer Netzbetreiber und die diesbezügliche Rückwirkung der Abrechnungsmethoden. Dabei wurden beispielhaft ein Unternehmen mit alten, überwiegend bereits abgeschriebenen Anlagen und ein Unternehmen mit neuen Anlagen miteinander verglichen. Im Ergebnis erzielte das Unternehmen mit alten Anlagen über einen TOTEX-Effizienzvergleich bessere Effizienzwerte als jenes mit neuen Anlagen. Bei einem Effizienzvergleich unter Zugrundelegung nur der sTOTEX erschienen beide Unternehmen hingegen gleich effizient, da die Kapitalkosten durch Annuitäten intertemporal geglättet wurden. Bei Zugrundelegung einer Bestabrechnung über die Kosten wurde der beobachtete Effekt aus der unterschiedlichen Altersstruktur gedämpft, aber nicht vollständig ausgeglichen. Bei einer Mittelwertbildung über die beiden Kostenbasen werde der Effekt zwar wiederum gedämpft, die Effizienzwerte fielen jedoch niedriger aus als bei einer entsprechenden Bestabrechnung. Der Gutachter kam daher zu dem Ergebnis, dass der beschriebene Effekt allein durch eine Ermittlung der Effizienzwerte ausschließlich auf Basis der sTOTEX vollständig eliminiert werden könne. Dies führte jedoch zu dem nachteiligen Ergebnis, dass Netzbetreibern mit alten Sachanlagen vergleichsweise

[30] Kurzgutachten Frontier Economics. S. 14.
[31] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 12.
[32] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 15.

hohe Effizienzvorgaben erhielten, obwohl die Kostenbasis nach TOTEX sehr gering sei.[33] Zudem könnten sich die beschriebenen Effekte im Laufe der Zeit ändern. So verändere sich über den Lebenszyklus der Anlagen die Position der betroffenen Netzbetreiber in Bezug auf die Kapitalkosten und damit auf die relativen Effizienzwerte. Daher würden sich zunächst bestehende Nachteile durch die Durchführung eines Effizienzvergleichs auf Basis von TOTEX bzw. der BoMo-Abrechnung im Zeitverlauf voraussichtlich ausgleichen.[34]

7.2.5 Anreizwirkung hinsichtlich Investitionen und Abschreibungen

280 Der Gutachter untersuchte weiterhin die Anreizwirkung hinsichtlich Investitionen und Abschreibungen.

281 Im Strombereich seien Verzerrungen potenziell im Hinblick auf die Altersstruktur der Anlagen bzw. die jeweilige Phase des Investitionszyklus des betroffenen Unternehmens denkbar. Da mit einem starken Anstieg der Investitionserfordernisse gerechnet werde, müsse bei Netzbetreibern mit besonders hohem Investitionsbedarf mit höheren Kapitalkosten zu Beginn des Transformationszeitraums bzw. Investitionszyklus gerechnet werden.[35] Für die Auswirkungen sei entscheidend, ob den steigenden Kapitalkosten auch entsprechende messbare Outputs in Form von Vergleichsparametern gegenüber stünden. Dies sei voraussichtlich für Erweiterungs- und Neuinvestitionen der Fall, die sich in einer wachsenden Versorgungsaufgabe zeigten, nicht aber für Ersatzinvestitionen.[36] Dabei sei der Anstieg bei den TOTEX zu Beginn des Investitionszyklus systematisch höher als bei sTOTEX. Für die Best-of-Four-Abrechnung folge daraus, dass Netzbetreiber mit hohen Investitionen ihren Effizienzwert tendenziell aus den sTOTEX erhielten. Dies führe zu einer Abmilderung der kostensteigernden Effekte von Investitionen, könne sich jedoch gegenüber einem Effizienzwert auf TOTEX-Basis nachteilig auf den Anreiz effizienter Investitionen

[33] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 16 f.
[34] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 17.
[35] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 17f.
[36] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 18.

auswirken, da ineffiziente Kosten weniger stark in die Effizienzwertermittlung einfließen würden.

282 Bei der BoMo-Abrechnung würden demgegenüber TOTEX und sTOTEX zu gleichen Teilen in den individuellen Effizienzwert eingehen. Das habe wiederum zur Folge, dass die Effizienzanreize, die hinsichtlich der Investitionen über TOTEX geschaffen würden, stärker in die Effizienzwertermittlung einfließen würden als bei einer Best-of-Four-Abrechnung.[37] Dies könne, insbesondere in zeitlicher Nähe zum Basisjahr, in einem negativen Effekt auf die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber resultieren, da die Netzbetreiber versuchen könnten, den Effekt der TOTEX auf den Effizienzwert durch ausbleibende Investitionen zu umgehen. Der tatsächliche Eintritt bzw. die Höhe dieses Effekts sei jedoch von verschiedenen – empirischen – Faktoren abhängig wie etwa davon, ob das Peer-Unternehmen einen systematisch geringeren Investitionsbedarf aufweise als das betrachtete Unternehmen.[38] Da die zuvor geschilderte Simulation im Hinblick auf die vierte Regulierungsperiode nur geringe Unterschiede zwischen BoMo- und Best-of-Four-Effizienzwerten gezeigt habe, dürfte der Einfluss unterschiedlicher Investitionszyklen jedenfalls mit Blick auf die Vergangenheit gering gewesen sein.

283 Hinsichtlich der Auswirkungen im Gasbereich verwies der Gutachter auf die Ausführungen im ebenfalls im Auftrag der Bundesnetzagentur angefertigten Gutachten zur Durchführbarkeit des Effizienzvergleich Gas (vgl. Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber, GBK-25-02-2#1, Abschnitt I.5.): Bei einer Anwendung des Best-of-Four-Ansatzes bestünde die Tendenz, dass die Netzbetreiber einen Effizienzwert auf Basis der sTOTEX erhielten, da diese von der verkürzten Abschreibungsdauer nach KANU 2.0 nicht betroffen seien und daher als „Sicherheitsnetz“ für die Netzbetreiber, die KANU 2.0 anwenden, dienten.[39] Bei der Anwendung von BoMo bestünde demgegenüber das Risiko, dass die Effizienzwerte der

[37] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 18.
[38] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 18.
[39] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 19.

Netzbetreiber, die von KANU 2.0 Gebrauch machen, nach unten verzerrt würden. Daher sei im weiteren Gutachten die Anwendung der Best-of-Four-Abrechnung oder die Korrektur der Effekte von KANU 2.0 auf den Effizienzvergleich empfohlen worden.[40]

7.2.6 Verteilungswirkung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern

284 Weiterhin verglich der Gutachter die Auswirkungen der unterschiedlichen Abrechnungsmethoden im Hinblick darauf, wie diese zwischen Netzbetreibern und Netznutzern verteilt wären. Er stellte zunächst klar, dass Verteilungswirkungen sich erst zeigen würden, wenn die Korrelation der Effizienzwerte auf Basis der TOTEX und sTOTEX, etwa durch unterschiedliche Investitionserfordernisse der Netzbetreiber, abnähme.

285 Eine Best-of-Four-Abrechnung führe dazu, dass der Netzbetreiber jeweils den für ihn günstigsten Effizienzwert erhielte, was für den Netznutzer ein „worst-of" darstelle. Demgegenüber werde bei der Anwendung von BoMo der Mittelwert beider Kostenarten maßgeblich, sodass der Effizienzwert zu 50 Prozent auf der für den Netzbetreiber ungünstigeren Kostenart beruhe und die Anstrengung zur Zielerreichung erhöht werde. Dies führe zu einer Verlagerung des Kostenrisikos von den Netznutzern zu den Netzbetreibern und zu einer Erhöhung des Effizienzdrucks auf die Netzbetreiber.

286 In zeitlicher Hinsicht ergebe sich bei Anwendung der Best-of-Four-Abrechnung ein Vorteil für den Netzbetreiber, da er, auch wenn sich das Verhältnis von sTOTEX und TOTEX im Zeitverlauf des Investitionszyklus umkehre, stets den höheren Effizienzwert aus TOTEX und sTOTEX erhalte. Bei Anwendung von BoMo werde dieser Vorteil neutralisiert und die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben hänge stärker vom dauerhaftem Effizienzniveau des Netzbetreibers ab.[41] Für die Netznutzer folge bei einem Best-of-Costs aus dem Wechsel der Kostenkalkulationsmethodik über die Dauer des Investitionszyklus, dass über die Lebensdauer der Anlagen in Summe nicht die gesamten mit diesen Anlagen verbundenen Kapitalkosten bei einer Bestabrechnung in

[40] Kurzgutachten Frontier Economics, S: 19.
[41] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 21.

die Effizienzvergleiche eingingen. Dem könne begegnet werden, indem ein Wechsel der Kostenbasis über die Lebensdauer der Anlage – durch Verwendung nur einer Kostenbasis oder eines Mean-of-Costs – vermieden werde.[42]

287 Hinsichtlich der Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben verbleibe ein operativer Hebel, indem für OPEX weiterhin ein Kostenpfad während der Regulierungsperiode vorgegeben werde, wobei die Kostenunterschreitung Zusatzgewinne für die Netzbetreiber ermögliche. Im Hinblick auf die CAPEX sei die Erreichbarkeit dadurch sichergestellt, dass durch effiziente Investitionen der Effizienzwert für die nächste Regulierungsperiode verbessert werden könne.[43]

288 Zuletzt stellte der Gutachter fest, dass auch die anderen regulatorischen Maßnahmen in den Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich wie die Verkürzung des Abbaupfades und die Nichtverankerung eines Effizienzbonus die Anforderungen an die Netzbetreiber unabhängig von der Abrechnungsmethode verschärften. Bei einer Anwendung der BoMo-Abrechnung sei ein späteres „Wiederaufholen“ relativer Nachteile aufgrund dieser höheren Anforderungen jedoch schwieriger.

7.2.7 Zusammenfassung

289 Abschließend fasste der Gutachter die Ergebnisse der Untersuchung zusammen.

290 Er hielt diesbezüglich zunächst fest, dass eine Bestabrechnung über die Methoden in der Wissenschaft teilweise bevorzugt wurde. In der Vergangenheit hätten die größeren Unsicherheiten bei den Ergebnissen der beiden Methoden und nicht in der sachlichen Abgrenzung der Kosten gelegen und auch eine hohe Korrelation der TOTEX- bzw. sTOTEX-Werte vorgelegen.[44]

291 Für den Strombereich kommt das Gutachten zu dem Ergebnis, dass BoMo – im Interesse der Netznutzer – tendenziell stärkere Effizienzanreize als eine Best-of-Four-Abrechnung setze, wodurch sich Nebeneffekte auf Investitionsanreize ergeben könnten. Daher müsste eine BoMo-Abrechnung durch eine konstruktive

[42] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 20f.
[43] Kurzgutachten Frontier Economics. S. 21.
[44] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

Qualitätsregulierung flankiert werden, um Anreize für eine sichere und kostengünstige Versorgung zu setzen. Diese Qualitätsregulierung solle die Elemente Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit, Energiewendekompetenz und kommerzielle Qualität abbilden.[45]

292 Im Gasbereich erachtet der Gutachter zum Ausgleich der etwaigen verzerrenden Wirkungen von KANU 2.0 entweder eine Anpassung der TOTEX-Definition im Effizienzvergleich oder die Beibehaltung der Best-of-Four-Abrechnung in der Transformationsphase für angebracht.[46]

8. Weiterer Verfahrensablauf

293 Der Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 13. November 2025 übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 Satz 4 und 5 EnWG am 27. November 2025 hergestellt. In der Sitzung fand ein intensiver Austausch mit dem Länderausschuss statt. Die Große Beschlusskammer hat insbesondere die kritischen Stimmen nochmals gewürdigt und – bei gleichbleibender Tenorierung – die Begründung der Festlegung unter anderem in den Erwägungen zu den weiterhin vorgesehenen Sicherungsmechanismen und zur Verkürzung des Abbaupfads nochmals vertieft.

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

II.

1. Zuständigkeit

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

[45] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.
[46] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

296 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 Satz 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer Energie 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 21) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. Abs. 3 Satz 3 1. Alt EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

297 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.

298 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, erfolgen.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

299 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

300 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am 30. Juni 2025 zur Konsultation gestellt. 119 Unternehmen und Verbände haben innerhalb der Konsultationsfrist zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

301 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG am 30.06.2025 über die Einleitung des Verfahrens nach Verfahrensaufspaltung informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am 30. Juni 2025 gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am 27. November 2025 gemäß § 54 Abs. 3 Satz 4 und 5 EnWG ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt.

4. Rechtlicher Rahmen

4.1. Europäischer Rechtsrahmen

302 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-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.

303 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. Übergreifend gilt, dass die Methoden angemessen sein müssen (Art. 60 Abs. 1 Strom-RL).

304 Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung (und der Ableitung der zulässigen Erlöse) sowie 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.

305 Maßstäbe, die im europäischen Recht unter dem Begriff der „Entgeltbildung“ genannt werden, erfassen demnach auch die Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die in einem weiteren Schritt im Rahmen der Netzentgeltbildung zuzuordnen sind. Hierunter fällt insbesondere die Bestimmung der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber einschließlich der Methode. Aus europarechtlicher Perspektive ist die Ermittlung der zulässigen

Netzkosten ein Schritt im Rahmen eines Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet.[47]

306 Dies verdeutlicht etwa auch Art. 18 Abs. 1 Satz 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO), mit dem Erfordernis, dass die Entgelte die Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Ähnliches wird auch durch Art. 18 Abs. 8 Satz 1 Strom-VO zum Ausdruck gebracht, wonach die Tarifmethoden den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten müssen. Naturgemäß ist dieser Passus auf den allgemeinen Regulierungsrahmen zu beziehen und nicht erst auf die Netzentgeltsystematik.

307 Eine Erlösobergrenzen-basierte Anreizregulierung ist dabei nicht das einzige europarechtlich zulässige Regulierungsmodell. Es müssen lediglich gewisse qualitative Anforderungen, die sich aus den Maßstäben ergeben, erfüllt sein. Auch etwa eine Yardstick-Regulierung oder eine Preisobergrenzenregulierung sind grundsätzlich möglich. Es gibt gerade nicht nur ein europarechtlich zulässiges Regulierungsmodell.

4.1.1 Kostenorientierung und Kosteneffizienz[48]

308 Von wesentlicher Bedeutung ist der Grundsatz der Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 und Satz 2 Strom-VO. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits

[47] Vgl. ACER report on network tariff practices, 26 März 2025, Rn. 225, abrufbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf.
[48] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Kostenorientierung und Kosteneffizienz" Bezug genommen.

ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist, sondern vielmehr eine Kostenorientierung.[49]

309 Ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-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.

310 Dieser allgemeine Maßstab der Kostenorientierung erfährt weitere Konkretisierungen:

311 - Tarife und Methoden sind so zu gestalten, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL, Art. 27 Abs. 5 Energieeffizienz-RL).

312 - Quersubventionen zwischen den Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des Elektrizitätsbereichs sind zu verhindern (Art. 59 Abs. 1 lit. j) Strom-RL).

313 - Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO enthält zudem die Anforderung, dass die Methodik die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber widerspiegelt und sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen berücksichtigt.

314 - Schließlich ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben, dass die Entgelte keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürfen. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um Beiträge zur

[49] Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16. September 2020 – VI-3 Kart 750/19 –, juris Rn. 141.

Verwirklichung der in den integrierten Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele handelt.

4.1.2 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen[50]

315 Durch die Methodik 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. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO.

316 Dieser Maßstab erfährt im Einzelnen die folgenden wesentlichen Konkretisierungen:

- Nach Art. 18 Abs. 8 Strom-VO müssen die Verteilungstarifmethoden den Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, an und berücksichtigen sie in den Übertragungs- und Verteilungstarifen; außerdem führen sie gegebenenfalls Leistungsziele ein, um den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Gesamteffizienz des Systems in ihren Netzen zu bieten, auch durch Energieeffizienz, die Nutzung von Flexibilitätsleistungen sowie den Ausbau intelligenter Netze und die breitere Einführung intelligenter Messsysteme.
- Die Tarifmethoden für die Elektrizitätsversorgungsnetze sollen zudem die Integration erneuerbarer Energien (Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO) und effiziente und zeitnahe Investitionen, einschließlich Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes fördern (Art. 18 Abs. 2 lit. d) Strom-VO) sowie Investitionen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsleistungen und Verbindungsleitungen erleichtern (Art. 18 Abs. 2 lit. g) Strom-VO).

[50] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Anreizsetzung" Bezug genommen.

4.1.3 Transparenz[51]

317 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Regulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Regulierung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 26, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO, Art. 6 Abs. 1 Satz 2, Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL, Anhang XIII Nr. 1 Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-RL).

318 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL). Die Tarife und die Methoden sind vor ihrem Inkrafttreten zu veröffentlichen (Art. 6 Abs. 1 Satz 2, Art. 59 Abs. 8 Strom-RL). Hierunter fallen nicht allein die Methoden der Netzentgeltbildung im Sinne des nationalen Begriffsverständnisses, sondern alle Schritte im Rahmen des Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet. Denn bei der Ermittlung der zulässigen Netzkosten handelt es sich aus europarechtlicher Perspektive um eine Vorstufe (s. o.). Demnach ist bereits die Methodik zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten anhand transparenter Kriterien festzulegen oder zu genehmigen und die Methoden zu veröffentlichen.

4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

4.1.4.1 Netzsicherheit[52]

319 Die anerkennungsfähigen Netzkosten haben zudem der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung zu tragen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO).

---

[51] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Transparenz" Bezug genommen.
[52] Auf diese Zielbestimmungen und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Netzsicherheit" Bezug genommen.

4.1.4.2 Energieeffizienz[53]

320 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 Energie- und Klimapläne, Umweltauswirkungen sowie öffentliche Akzeptanz

321 Nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO tragen die Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele bei, verringern die Umweltauswirkungen und fördern die öffentliche Akzeptanz.

4.1.4.4 Verbraucherfreundlichkeit[54]

322 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 Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, Erwägungsgrund 2, Art. 1 lit. e) Strom-VO, Art. 1 Abs. 2 Satz 1, Art. 58 lit. d) und g) Strom-RL.

4.2. Nationaler Rechtsrahmen

323 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.

324 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.

---

[53] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Energieeffizienz" Bezug genommen.
[54] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Verbraucherfreundlichkeit" Bezug genommen.

325 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.

326 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 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.[55] 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).

327 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 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.

328 Dabei ist die Beschlusskammer nicht an die Wertungen durch den Verordnungsgeber des außer Kraft tretenden Rechtsrahmens gebunden. Eine solche indirekte Bindung wäre mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18,

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

nicht vereinbar, wonach die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Strom-RL) sowie Art. 41 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 78 Gas-RL) geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist. Vor diesem Hintergrund sind ökonomische Veränderungen gegenüber dem Status quo kein geeigneter Maßstab zur Beurteilung der Rechtmäßigkeit der in dieser Festlegung getroffenen Regelungen. Es besteht weder für die Netzbetreiber noch die Netznutzer ein Anspruch, dass im Ergebnis der Status quo wirtschaftlich erhalten bleibt. Dies heißt nicht, dass das ökonomische Gesamtergebnis des Regulierungssystems ohne Bedeutung wäre. Vielmehr muss dieses die Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens gewährleisten. Hierzu zählt mit Blick auf das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) (s. o.). Beides wird durch den gesamten Regulierungsrahmen in der RAMEN-Festlegung und in Verbindung mit den weiteren relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF), zur Kapitalverzinsung, zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie zur Qualitätsregulierung, gewährleistet.

4.3. Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN

329 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 zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (EW) einen bundesweiten Effizienzvergleich durch. Satz 2 überlässt nähere Regelungen der Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 4 EnWG.

330 Tenorziffer 10.2 legt die Vorgabe eines jährlichen Verteilungsfaktors (V_t) zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen an, wobei die Ausgestaltung der Methodenfestlegung vorbehalten bleibt. Ebenso wird in Tenorziffer 10.3 die Aufnahme eines Effizienzbonus (B_t) in der Methodenfestlegung ermöglicht. Gemäß Tenorziffer 10.4 Satz 1 sollen die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers

durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. Satz 2 überlässt nähere Regelungen der vorliegenden Methodenfestlegung.

5. Adressaten (Tenorziffer 1)

331 Von dem Anwendungsbereich der Festlegung sind lediglich die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren erfasst. Sie gilt mithin allein für solche Netzbetreiber, für die die Teilnahme am Regelverfahren nach der RAMEN-Festlegung 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 der RAMEN-Festlegung 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. Die vorliegende Festlegung setzt auf der RAMEN-Festlegung auf. Der wirtschaftliche Schwellenwert und weitere Fragen zum vereinfachten Verfahren sind dort adressiert.

332 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde gefordert, dass der Einfluss neuer – kleinerer und überwiegend ineffizienterer – Netzbetreiber, die aufgrund der geänderten Zugangsvoraussetzungen zum vereinfachten Verfahren neu hinzukommen, im Vorfeld analysiert werden müsse und durch Sicherungsmechanismen, die ein Absinken der Effizienzwerte verhindern, begleitet werden müsse. Die damit verbundene Befürchtung lautet, dass die Aufnahme dieser neu hinzukommenden – angeblich im Durchschnitt weniger effizienten – Netzbetreiber die Effizienzwerte der bereits teilnehmenden Netzbetreiber systematisch nach unten ziehe („negative Sogwirkung“).

333 Diese Befürchtung ist nicht begründet. Zunächst ist eine Erweiterung des Datensatzes ganz allgemein positiv zu bewerten. Denn dadurch beruht die Schätzung der relevanten Parameter auf einer breiteren empirischen Basis, was eine verbesserte statistischen Aussagekraft und Präzision der Maximum-Likelihood-Schätzung zur Folge hat und so zu einer umfassenderen und statistisch fundierteren Bestimmung des

Effizienzmaßstabs beiträgt. Das hat schließlich zur Folge, dass die Ineffizienzverteilung präziser identifiziert werden kann und die Schätzung der Ineffizienzen stabiler werden.

334 Die in den Stellungnahmen aufgezeigte Folge, dass die Einbeziehung der neuen Netzbetreiber zu insgesamt sinkenden Effizienzwerten führe, ist nur sehr beschränkt valide. Zwar berufen sich die Stellungnahmen auf einen statistischen Zusammenhang, wonach der Erwartungswert der individuellen Ineffizienz von der durchschnittlichen Ineffizienz aller abhängig ist und wonach die Ineffizienz eines einzelnen Netzbetreibers steigt (sinkt), wenn die durchschnittliche Ineffizienz höher (geringer) ist. Diese in den Stellungnahmen formulierte Folgerung ist jedoch nicht aussagekräftig, da sie die Tatsache vernachlässigt, dass alle relevanten Parameter der SFA im Rahmen der Maximum-Likelihood-Schätzung gleichzeitig bzw. gemeinsam geschätzt werden und eine Schlussfolgerung im Sinne einer wenn-dann-Aussage nicht möglich ist.[56]

335 Darüber hinaus berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei jeder Regulierungsperiode die veränderte Zusammensetzung der Vergleichsgruppe vor allem auch im Hinblick auf die erwartete Heterogenität der Versorgungsaufgaben und trägt diesen Veränderungen angemessen Rechnung, indem sie

- die Modellanalyse und Auswahl der relevanten Vergleichsparameter so ausgestaltet, dass die Heterogenität der Versorgungsaufgaben abgebildet wird und
- indem sie eine fortlaufende Anpassung und statistische Validierung der Effizienzvergleichsmodelle im Hinblick auf die Modellspezifikationen und Verteilungsannahmen des Ineffizienzterms vornimmt.

Dadurch wird gewährleistet, dass robuste und belastbare Effizienzwerte ermittelt werden. Hierbei hat die Qualität der verwendeten Daten zentrale Bedeutung und wird geprüft.

336 Die in den Stellungnahmen oftmals zitierten Analysen der Branchenberater unterlassen jedoch eine solche Modellvalidierung. Die Schlussfolgerung einer generellen

[56] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 5.

Abwertung bestehender Netzbetreiber durch neu hinzukommende Teilnehmer ist daher methodisch unbegründet und empirisch nicht belegt. Das wurde auch vom Gutachter festgestellt, der zum Ergebnis kommt, dass die ermittelten Effizienzwerte und Auswirkungen auf andere Netzbetreiber, die von der Branche mit Verweis auf die durchgeführten Berechnungen des Branchengutachters Polynomics angeführt werden, weder nachvollziehbar noch aussagekräftig seien.[57]

337 Schließlich zeigen auch eigene Analysen der Bundesnetzagentur für die neu aufgenommenen Netzbetreiber eine breite Streuung der Effizienzwerte. Diese sind keineswegs überwiegend weniger effizient als größere Netzbetreiber. Auf Basis der tatsächlich vorliegenden Kostendaten, welche durchweg geringer sind, als die vom Branchengutachter verwendeten Kosten, zeigt sich zudem, dass ein solcher Sogeffekt nicht messbar eintritt. Die durchschnittliche Effizienz der Gesamtgruppe verschlechtert sich bei Veränderungen in der Zusammensetzung nicht in relevantem Umfang.

338 Schlussendlich ist zu betonen, dass sich die Zusammensetzung der Vergleichsgruppen in den letzten Regulierungsperioden immer verändert hat. In jeder Regulierungsperiode sind Netzbetreiber neu hinzugekommen, herausgefallen oder wurden aufgrund von (Teil-)Netzübernahmen oder -abgaben in anderer Struktur im Vergleich berücksichtigt, als in der vorherigen Regulierungsperiode. Diese Veränderung der Zusammensetzung wurde in der Vergangenheit und wird auch zukünftig bei der Wahl des Effizienzvergleichsmodells und der Ermittlung der Effizienzwerte angemessen berücksichtigt werden. Der Gutachter der Bundesnetzagentur hat auch bestätigt, dass diese Festlegung diesbezüglich hinreichende Möglichkeiten vorsieht.[58]

339 Eine Herausnahme der Gruppe von Netzbetreibern, die erstmals dem Effizienzvergleich unterfällt, widerspricht dem Grundprinzip des Effizienzvergleichs. Der Datensatz für einen Effizienzvergleich ist immer von einer gewissen Heterogenität geprägt. Ein ungeprüftes Außerachtlassen einer Netzbetreibergruppe z. B. bei der Modellierung erscheint aus wissenschaftlicher Perspektive nicht vertretbar. Das bestätigt auch der

[57] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 12.
[58] Vgl. Kurzgutachten Swiss Economics, S. 7 f.

Gutachter der Bundesnetzagentur, der es als unwissenschaftlich bewertet, das Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode ohne Weiteres auf den erweiterten Datensatz anzuwenden und daraus die Folgerung und Forderung abzuleiten, keine neuen Netzbetreiber in das Regelverfahren aufzunehmen.[59]

340 Ein solches Vorgehen entspräche einem rein ergebnisgetriebenen Ansatz. Auch wäre eine Ungleichbehandlung nicht sachgerecht, sofern die Möglichkeit besteht, derartige Vergleiche anzustellen. Vielmehr verfolgt die Beschlusskammer das Ziel, alle regulierten Unternehmen ausgewogen zu behandeln. Ziel der Analyse ist die Ermittlung von relativen Effizienzwerten. In diesem Sinne ist die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zur nachrangigen Betrachtung der anderen Unternehmen zu vermeiden. Ebenso ist die Ausreißeranalyse nach einheitlichen Maßstäben durchzuführen.

341 Die Beschlusskammer hat – auch als Reaktion auf die Forderungen der Branche – zudem den Mindesteffizienzwert auf 70 Prozent erhöht. Einzelheiten dazu finden sich in der Begründung zu Tenorziffer 14.

342 Die Festlegung findet keine Anwendung auf Übertragungsnetzbetreiber. Für diese gelten – wie bislang nach § 22 ARegV – Sonderregelungen, die in einer weiteren Festlegung geregelt sind. Dies ergibt sich bereits aus Tenorziffern 1 und 10.1 der RAMEN-Festlegung sowie der Festlegung zur Regelung des Regulierungsrahmens der Übertragungsnetzbetreiber. Ebenso wenig findet die Festlegung Anwendung auf Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen im Sinne des § 110 EnWG.

343 Gemäß Tenorziffer 21 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

[59] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 8.

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)

344 Tenorziffer 2 ordnet die Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen an. Die Entscheidung für die Fortführung der Effizienzwertermittlung durch den Effizienzvergleich als Bestandteil der Formel zur Bestimmung der individuellen Erlösobergrenze hat die Beschlusskammer bereits in Tenorziffern 4 und 10.1 Satz 1 der RAMEN-Festlegung getroffen. Die Fortführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs auf Gesamtkostenbasis wurde in der Konsultation von der Branche begrüßt.

345 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. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-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. 18 Abs. 2 lit. a) Strom-VO 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. Auf diese Weise wird auch zu einer Gesamteffizienz der Netze im Sinne des Art. 18 Abs. 8 Strom-VO beigetragen.

346 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.

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

348 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 über die Regulierungsperiode erreicht werden. Das Budget steht dann ex ante fest. Dies entspricht auch der Forderung aus der Konsultation, wonach eine frühzeitige Mitteilung als erforderlich angesehen wird, da kurzfristige oder nachträgliche Anpassungen aufgrund erst spät ermittelter Ineffizienzen langfristige Netzausbaustrategien gefährden könnten, die zum vorausschauenden Netzausbau und damit zur Umsetzung der Energiewende notwendig seien. Es handelt sich – wie in der RAMEN-Festlegung erläutert – jedoch nicht um eine Ausschlussfrist. Vielmehr kann der Effizienzvergleich auch zu einem späteren Zeitpunkt noch durchgeführt werden. Überhaupt sollen sich Effizienzbemühungen der Unternehmen nicht in Reaktionen auf

einen periodisch festgestellten Effizienzvergleich beschränken, sondern sind kontinuierliche Verbesserungen in Prozessen von Unternehmen.

349 In Satz 1 der Tenorziffer wird zudem festgelegt, dass der Effizienzvergleich dem Stand der Wissenschaft entsprechend durchgeführt wird. Dadurch wird die Vorgabe aus §§ 21 Abs. 3 Satz 2, 21a Abs. 2, 73 Abs. 1b Satz 2 EnWG deklaratorisch in die Festlegung aufgenommen.

350 Durch die Vorgabe der Gewährleistung der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben durch den jeweiligen Netzbetreiber in Tenorziffer 2 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. Eine darüber hinausgehende Verankerung weiterer gesetzlicher Maßstäbe erachtet die Beschlusskammer nicht als notwendig. Die Beschlusskammer ist auch ohne eine solche Konkretisierung im Rahmen dieser Festlegung und im Rahmen späterer Bestimmungen der konkreten Effizienzwerte an diese Vorgaben gebunden. An den betreffenden Stellen werden die Vorgaben auch in der Begründung dieser Festlegung aufgenommen und konkretisiert. Einzelheiten zu den Sicherungsmechanismen inklusive der Erhöhung des Mindesteffizienzwertes finden sich bei der Begründung des jeweiligen Sicherungsmechanismus.

351 Soweit in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf vorgetragen wurde, die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben ließe sich aus Art. 18 Strom-VO ableiten und sei eingehalten, wenn der Netzbetreiber mit seinen Kosten unter Zugrundelegung üblicher unternehmerischer Maßnahmen die Erlösvorgabe nicht überschreiten müsse und somit die regulatorisch zugestandene Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals erwirtschaften könne, so teilt die Beschlusskammer dieses Verständnis nicht. Es ist zunächst klarzustellen, dass in der Methodenfestlegung, ebenso wie bislang in der ARegV, keine unternehmensindividuelle Prüfung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben erfolgen kann. Vielmehr können die Grenzen dieser Vorgaben lediglich abstrakt-generell bei der Ausgestaltung der methodischen Grundlagen der

Effizienzwertermittlung berücksichtigt werden. Die individuelle Situation des jeweils betroffenen Netzbetreibers kann erst im Zuge der Anhörung bei der jeweiligen Festlegung der individuellen Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

352 Die Vorgabe der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben kann wie folgt konkretisiert werden:

353 Nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG muss der betroffene Netzbetreiber die Effizienzvorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen können. Das heißt zunächst, dass nichts objektiv Unmögliches von dem betroffenen Netzbetreiber verlangt werden darf.[60] Dieser Anforderung wird schon dadurch Rechnung getragen, dass die Effizienzmessung ausschließlich innerhalb der sektoralen, regulierten Netzbetreiber erfolgt. Es wird kein Drittmaßstab zu Unternehmen im Wettbewerb angelegt.

354 Die Vorgabe der Zumutbarkeit kann unter Zugrundelegung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Härtefallregelung gemäß § 4 Abs. 4 ARegV näher bestimmt werden. Danach setze Unzumutbarkeit im Zuge einer Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers voraus, dass die Entgeltbildung nach den Maßgaben der ARegV zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führte. Insbesondere müsse dem Netzbetreiber nach der gesetzlichen Wertung des § 21 Abs. 1 EnWG eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung seines Eigenkapitals verbleiben, wobei eine "gesetzlich garantierte" Eigenkapitalverzinsung in einer bestimmten Höhe nicht gefordert sei.[61] Dies sei nicht gewährleistet, wenn diese Verzinsung auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt würde, die für den Netzbetreiber nicht vorhersehbar waren, ihm nicht zurechenbar sind und für ihn nicht oder zum größten Teil nicht vermeidbar waren.[62] Aus der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Flugpreisspaltung kann zudem gefolgert werden, dass Zumutbarkeit dann noch gegeben ist, wenn ein Unternehmen

[60] Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21a Rn. 55.
[61] BGH Beschl. v. 18.10.2011 – EnVR 13/10, Rn. 33; BGH Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10, Rn. 84.
[62] BGH Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10, BeckRS 2011, 18470 Rn. 80.

unter Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven Erlöse erzielen kann, die auf oder über den Selbstkosten liegen.[63] Dabei sind „Selbstkosten“ jedenfalls die aufwandsgleichen Kostenpositionen[64], die nunmehr in Tenorziffer 7 der Festlegung StromNEF definiert sind.

355 Es würde demgegenüber der Grundmechanismus der Anreizregulierung ausgehöhlt, wenn jede Kostensteigerung oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze eine unzumutbare Belastung darstellen würde. Da der Netzbetreiber von tatsächlichen Kosten unterhalb der festgesetzten Erlösobergrenze profitieren kann, muss ihm spiegelbildlich im Grundsatz auch das Risiko von tatsächlichen Kosten oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze auferlegt werden. Insgesamt muss die Zumutbarkeit als Teil des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes nach der Kommentarliteratur im Widerstreit der Interessen der Netzbetreiber an kostendeckenden und gewinnbringenden Netzentgelten sowie der Interessen der Netznutzer an einer sicheren, leistungsfähigen und kosteneffizienten Energieversorgung entsprechend den Zielen des § 1 EnWG in einem Wettbewerbsumfeld beurteilt werden.[65] Dabei ist Unzumutbarkeit im Gegensatz zum Vortrag in den Stellungnahmen jedoch nicht gleichzusetzen mit einer Gefährdung der Netzsicherheit. Diese ist lediglich ein Merkmal, aus dem sich ein Ansatz für die Beurteilung einer unangemessenen Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung ergeben kann. Denn dafür kommt es auch darauf an, über welchen Zeitraum Kostenunterdeckungen zu erwarten sind. Bei Kostenunterdeckungen in einem begrenzten Zeitraum ist dem Netzbetreiber eher zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung seines Eigenkapitals hinzunehmen als bei dauerhaften oder für einen erheblichen Teil der Regulierungsperiode zu erwartenden Kostenunterdeckungen. Zudem ist in einer Gesamtbetrachtung zu berücksichtigen, ob der Netzbetreiber die Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation durch wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen zumindest teilweise auffangen

[63] BerlKommEnergieR/Lismann, 4. Aufl. 2018, ARegV § 16 Rn. 37.
[64] Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, 2. Aufl. 2019, EnWG § 21a Rn. 198.
[65] BerlKommEnergieR/Lismann, 4. Aufl. 2018, ARegV § 16 Rn. 37.

kann.[66] Dabei ist er nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu einer überpflichtgemäßen Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven jedoch nicht gezwungen.[67]

356 Bei einer Gefahr für den Netzbetrieb kann dabei auch ein kürzerer Betrachtungszeitraum erforderlich werden, um im Einzelfall dem Ziel der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs (vgl. § 1 Abs. 2 Satz 1 EnWG, Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL) Rechnung zu tragen.

357 Abstrakt-generell bedeutet dies für die Ebene der Methodenfestlegung, dass eine Überschreitung der wirtschaftlich zumutbaren Belastung der Netzbetreiber jedenfalls dann angenommen werden könnte, wenn die Mehrheit der betroffenen Unternehmen abstrakt in ihrer wirtschaftlichen Existenz gefährdet wäre.[68]

358 Aus der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt jedoch nicht, dass ein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent erreichen können muss. Denn aus § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG ergibt sich lediglich, dass die Effizienzvorgaben so ausgestaltet sein müssen, dass der betroffene Netzbetreiber diese individuell mit den ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Das heißt etwa, dass ein Netzbetreiber, der einen Effizienzwert von 80 Prozent erhält, die Vorgabe des Abbaus der Ineffizienzen von insgesamt 20 Prozent über den festgelegten Abbaupfad erreichen und übertreffen können muss. Gefordert wird damit allein die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgabe, nicht eines Effizienzwertes von 100 Prozent. Allerdings kann jedenfalls solange von der Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben ausgegangen werden, wie ein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent erhält. Denn ist ein real existierender Netzbetreiber in der Lage, das Maß an Effizienz zu realisieren, folgt daraus, dass dies auch anderen Netzbetreibern möglich ist.[69]

---

[66] BGH Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10, BeckRS 2011, 18470 Rn. 84.
[67] BGH Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10, BeckRS 2011, 18470 Rn. 84.
[68] Theobald/Kühling/Müller-Kirchenbauer, 129. EL April 2025, EnWG § 21a Rn. 98.
[69] Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21a Rn. 56.

359 Die Vorgabe der Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben soll dagegen sicherstellen, dass die potenzielle Erwirtschaftung zusätzlicher Gewinne durch die Netzbetreiber sichergestellt ist.[70] Dabei ergibt sich daraus, dass lediglich ein relativer Effizienzvergleich bestehender Unternehmen stattfindet, dass sogar das zum Zeitpunkt der Effizienzmessung effiziente Frontier-Unternehmen seine Effizienz (absolut) noch steigern kann, sodass die Vorgaben des Effizienzvergleichs auch prinzipiell übertreffbar sind. [71]

360 Aus dem Europarecht folgt nichts Gegenteiliges. Denn Art. 18 Abs. 1 Strom-VO regelt lediglich, dass die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, kostenorientiert und transparent sein müssen, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Daraus folgt im Hinblick auf den Effizienzvergleich lediglich, dass nur effiziente Kosten in den Netzentgelten berücksichtigt werden dürfen. Dies entspricht dem Grundverständnis des Effizienzvergleichs, indem die Effizienzvorgaben sich an den effizienten Netzbetreibern orientieren. Zur Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben verhält sich die Regelung hingegen nicht.

361 In Art. 18 Abs. 2 Strom-VO ist geregelt, dass die Tarifmethoden die Fixkosten der Verteilernetzbetreiber widerspiegeln „und sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für diese setzen, u. a. um die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern“. Dies gibt lediglich einen allgemeinen Grundsatz der Anreizregulierung wieder, der bereits durch den Effizienzvergleich selbst erfüllt wird. Denn nur durch den Effizienzvergleich werden Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt. Effizienz lässt sich nur im Vergleich mit anderen messen. Nicht nur dadurch, dass die Netzbetreiber in der jeweiligen Regulierungsperiode ihre Ineffizienzen nach der individuellen Effizienzvorgabe abbauen müssen und daher unmittelbar einen Grund

[70] Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, 2. Aufl. 2019, EnWG § 21a Rn. 200.
[71] Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21a Rn. 56.

haben, die ineffizienten Kosten kurzfristig zu reduzieren, sondern auch langfristig wird ein Effizienzanreiz gesetzt. Betriebliche Effizienz ist in einem wettbewerblichen Umfeld ein dynamischer Prozess. Um zukünftig bessere Effizienzwerte zu erhalten und höhere Chancen in der Anreizregulierung zu haben, sollen die Netzbetreiber im natürlichen Monopol sich ebenfalls diesem dynamischen Prozess stellen. Die Notwendigkeit der Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben oder der Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 Prozent ergibt sich aus dieser Regelung hingegen nicht.

362 Die Beschlusskammer hätte nach den Vorgaben des Europarechts auch zu einer Yardstick-Regulierung übergehen können, bei der sich die Effizienz an einem strukturell vergleichbaren, effizienten Musterunternehmen bemisst. In einem solchen Ansatz wären aller Voraussicht nach deutlich höhere Effizienzanforderungen erwartbar und eine 100-prozentige Effizienz eher unwahrscheinlich gewesen. Auch eine Yardstick-Regulierung gehört zu den etablierten regulatorischen Ansätzen. Die Beschlusskammer hat sich insoweit aber zugunsten der Netzbetreiber für den traditionellen Ansatz des deutschen Regulierungsregime entschieden. Sie möchte im Interesse der Netzbetreiber die Herausforderungen eines Yardstick-Ansatzes, für den in Deutschland noch keine Erfahrungswerte existieren, vermeiden.

7. Datengrundlage (Tenorziffer 3)

7.1. Datenerhebung (Tenorziffer 3.1)

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

364 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.[72]

365 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.[73] 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 vorbehalten, damit den jeweiligen aktuellen Besonderheiten Rechnung getragen werden kann. Dort kann auch auf etwaige Beschleunigungsmöglichkeiten im Datenerhebungsprozess eingegangen werden. Eine weitergehende Festlegung des zeitlichen Ablaufs der Datenerhebung inklusive der in der Konsultation genannten Beschleunigungsmöglichkeiten sowie des Datenumfangs bleiben dem nachfolgenden Festlegungsprozess vorbehalten. Auf Ebene der vorliegenden Methodenfestlegung ist dies nicht erforderlich. Es würde vielmehr die notwendige Flexibilität für die regulierungsperiodenbezogene Festlegung verloren gehen.

366 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

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

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)

367 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.

368 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.

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

370 Die Landesregulierungsbehörden sollen die zur Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs erforderlichen Daten übermitteln. Dabei handelt es sich insbesondere um die im Rahmen der Kostenprüfung geprüften Kostendaten jener Netzbetreiber, die gemäß § 54 Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden fallen. Übermittelt werden sollen gemäß Satz 2 die geprüften Gesamtkosten abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen gemäß Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung sowie diese Gesamtkosten nach durchgeführter Vergleichbarkeitsrechnung gemäß Tenorziffer 7 dieser Festlegung.

371 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.

372 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.

373 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.

374 In der Konsultation wurde teilweise die Einhaltung der Frist zur Datenlieferung durch die Landesregulierungsbehörden nur unter Beibehaltung der bisherigen Rahmenbedingungen als realistisch angesehen. Veränderte Rahmenbedingungen beim vereinfachten Verfahren bzw. einer dreijährigen Regulierungsperiode würde dem Zeitplan jedoch entgegenstehen. Dies lässt außer Acht, dass diese Fristen hier in keiner Weise von der Dauer der Regulierungsperiode abhängen. Sie sind in praktisch gleicher Weise in einer dreijährigen wie in einer fünfjährigen Regulierungsperiode einzuhalten und einhaltbar. Auch spielen die Veränderungen beim vereinfachten Verfahren für den bei der Kostenprüfung zu tätigenden Aufwand praktisch keine wesentliche Rolle. Die Zahl der zu prüfenden Netzbetreiber ändert sich kaum; im Gegenteil: durch die Option einer Kleinstnetzbetreiberregelung in der RAMEN-Festlegung lässt sich die Zahl und Intensität der zu prüfenden Netzbetreiber faktisch spürbar reduzieren. Darüber hinaus werden auch beschleunigende Elemente im gesamten Regulierungsrahmen verankert. Indem beispielsweise die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu KA_{nEu} mit einem

geringeren Prüfumfang werden, sind Einsparungen im Zeitplan möglich. Zudem hat die Beschlusskammer in Fällen einer nicht fristgerechten Datenlieferung Ersatzwerte vorgesehen.

375 Um die Modellbildung rechtzeitig durchführen zu können, ist in Satz 3 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.

376 Der Rückgriff auf gemeldete Daten zur Modellbildung stellt auch keine unzulässige Benachteiligung der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit dar. Denn es liegt in der Verantwortung und im eigenen Interesse der Netzbetreiber, korrekte Kostendaten zu übermitteln, die in der Theorie auch ungeprüft bzw. ungekürzt in die Modellbildung einfließen könnten. Diese 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 Effizienzvergleichs 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.

377 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).

378 Gemäß Satz 4 der Tenorziffer kann die Bundesnetzagentur im Falle der nicht rechtzeitigen Übermittlung der Kostendaten zur Modellbildung und zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte einen von Satz 3 abweichenden Stand mit zwischenzeitlich geprüften Kostenwerten oder aber geeignete Ersatzwerte verwenden. Dies dient ebenfalls der zeitlichen Absicherung der rechtzeitigen Durchführung des Effizienzvergleichsverfahrens. Ein Abwarten bis zum Vorliegen aller geprüften Kostendaten, wie es in der Konsultation vorgetragen wurde, könnte eine deutliche

zeitliche Verzögerung und damit Unsicherheit für die Netzbetreiber insgesamt bedeuten. Verzerrungen können durch sachgerechte Ersatzwerte vermieden werden.

7.3. Beginn der Modellbildung (Tenorziffer 3.3)

379 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 Effizienzvergleichs – 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. Die Möglichkeit, mit der Modellbildung zu beginnen, sobald eine belastbare Datengrundlage vorliegt, wurde in der Konsultation von der Branche ebenfalls grundsätzlich begrüßt. Es entspricht der Zielsetzung der Bundesnetzagentur, den Effizienzvergleich auf Grundlage einer möglichst umfassenden, vollständigen und fehlerfreien Datenbasis durchzuführen und ein belastbares Modell zu entwickeln. Jedoch muss hier eine Abwägung zwischen der rechtzeitigen Durchführung des Effizienzvergleichs zur Ermittlung der Effizienzwerte und dem Zuwarten auf einen vollständigen Datensatz erfolgen. Denn auch die rechtzeitige Ermittlung der Effizienzwerte zur Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der Regulierungsperiode erfolgt im Sinne der Netzbetreiber, damit diese Klarheit darüber haben, zu welchem Ergebnis der Effizienzvergleich für sie kommt. Damit sind die Erlösobergrenzen planbar und ggf. festgestellte Ineffizienzen bekannt, so dass diese auch tatsächlich während der Regulierungsperiode abgebaut werden können. Verzerrungen, wie diese in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf befürchtet wurden, werden demgegenüber dadurch vermieden, dass die Modellbildung erst dann begonnen werden kann, sobald eine statistisch belastbare Datenbasis festgestellt wird, und dass die Datenbasis im Laufe des Verfahrens noch um hinzukommende Daten erweitert werden kann.

380 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde gefordert, dass der Begriff der statistischen Belastbarkeit genauer definiert werden müsse und die Kriterien, anhand derer die Bundesnetzagentur die Belastbarkeit der Kostentreiberanalyse bewerte, offengelegt werden müssten. Von der Belastbarkeit konnte in der Vergangenheit ausgegangen werden, wenn ein bestimmter Prozentsatz der zu vergleichenden Datensätze oder des regulierten Kostenvolumens abschließend geprüft vorlag. Von der Nennung eines allgemeingültigen Prozentsatzes wird jedoch – auch und vor allem im Hinblick auf die sich ändernde Zusammensetzung der Vergleichsgruppe und die damit einhergehende Heterogenität der zu vergleichenden Netzbetreiber – abgesehen.

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

8.1. Berücksichtigung von Datenkorrekturen (Tenorziffer 4.1)

381 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.

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

383 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.[74] Das ist aber nur möglich,

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

wenn sichergestellt ist, dass zu einem bestimmten Stichtag alle erforderlichen Daten vorliegen.

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

385 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.[75] Zudem stellte der Bundesgerichtshof fest, dass das Interesse an einer rechtzeitigen Regulierungsentscheidung und einem für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regulierungsrahmen von erheblichem Gewicht ist.[76] Er hat dabei auch anerkannt, dass sich aus den regulatorischen Zielen ein erhebliches Interesse an einer Festlegung der Erlösobergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode ergibt.[77] Die Berücksichtigung von Datenfehlern bzw. nachträglichen Datenkorrekturen hätte im komplexen System des Effizienzvergleichs Rückwirkungen auf zahlreiche andere Netzbetreiber, wenn sie

[75] BGH, RdE 2014, 276 Rn. 123.
[76] 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.
[77] Vgl. BGH, Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 25.

vor der Festlegung der Erlösobergrenzen für diese erfolgen soll. Die Folge wären Verfahrensverzögerungen und weitere Verfahrensrisiken.[78] 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 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 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.[79]

386 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.

[78] Vgl. BGH, Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 23.
[79] BGH, Beschluss vom 20.12.2022 – EnVR 45/21, Rn. 15.

387 Die Bundesnetzagentur kann nach der Rechtsprechung[80] 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.[81] Die Vorgabe des Stichtags bleibt dem Verwaltungsverfahren vorbehalten. Um Flexibilität in den einzelnen Verfahren zu erhalten, wird – anders als in den Stellungnahmen teilweise vorgeschlagen – keine einheitliche Vorgabe in der vorliegenden Festlegung gemacht. Insgesamt bestätigt die Rechtsprechung, dass eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus ihm ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber schon systembedingt nicht zu erreichen sei.[82] 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.[83] Soweit in der Konsultation gefordert wurde, dass die Modellbildung und die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte stets auf finaler Datenbasis erfolgen müssten, widerspricht dies den von der Rechtsprechung zur bisherigen Rechtslage entschiedenen Leitplanken. Ein Abwarten würde zu Rechts- und Planungsunsicherheit für alle Netzbetreiber führen. Zudem darf es auch nicht einseitig durch einzelne Netzbetreiber

[80] BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 44/22.
[81] BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12.
[82] OLG Düsseldorf, Beschluss vom12.05.2022, 5 Kart 6/21 (V), Rn. 73.
[83] BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 43/22, Rn. 20.

möglich werden, durch bewusste Falschangaben den Gesamtprozess zu verzögern oder angreifbar zu machen. Wie der Bundesgerichtshof ausführt, ist eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage und der Effizienzvorgaben der Netzbetreiber systembedingt nicht zu erreichen. Um eine möglichst belastbare Datengrundlage zu schaffen, enthält die Festlegung ausreichende Sicherungsmöglichkeiten (u. a. in Tenorziffer 3).

388 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.

389 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. Dabei wird auch geprüft, welche Auswirkungen auf andere Netzbetreiber bestehen. Dies dient der Schaffung einer stabilen und einheitlichen Datengrundlage, die zur sachgerechten Durchführung eines belastbaren Effizienzvergleichs erforderlich ist.

390 Die Regelungen in Satz 1 und 2 stehen einer Änderung 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 ihn kann nach der Rechtsprechung[84] der Effizienzwert auf der Grundlage der für alle Netzbetreiber herangezogenen Datenbasis erneut zu berechnen sein.

[84] BGH, Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn. 131.

391 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.[85] 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 potenziellen 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.[86] 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 Elektrizität 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 Erlösobergrenzenfestlegungen für die relevante Regulierungsperiode sowie die Stabilität des Effizienzvergleichs insgesamt. So hat der Bundesgerichtshof – wie in einigen Stellungnahmen vorgetragen – zur alten Rechtslage entschieden, dass in dem Fall, dass die fehlerhafte Datenmeldung in den

[85] BGH, Beschluss vom 20.12.2022 - EnVR 45/21.
[86] Vgl. BGH, Beschluss vom 23.01.2018 - EnVR 5/17.

Verantwortungsbereich der Regulierungsbehörde fällt, eine spätere Datenkorrektur zu ermöglichen sei und der individuelle Effizienzwert des betroffenen Unternehmens neu berechnet werden müsse.[87] Auch die zeitliche Komponente kann in 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.

392 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 Ausreißeranalyse nach Tenorziffer 13, der Möglichkeit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach Tenorziffer 16 sowie eines Härtefalls nach Tenorziffer 13 der RAMEN-Festlegung) grundsätzlich als nicht derart gravierend, dass eine Neuberechnung der Effizienzwerte erfolgen müsste.

393 Die festgelegte Vorgehensweise bei Datenfehlern bietet im Spannungsfeld einer möglichst fehlerfreien und belastbaren Datenbasis einerseits und einer rechtzeitigen, nachvollziehbaren Durchführung des Effizienzvergleichs andererseits eine

[87] BGH Beschl. v. 21.1.2014 – EnVR 12/12, BeckRS 2014, 4688 Rn. 126.

ausgewogene Lösung. Dabei wird die Fehlerfreiheit und Belastbarkeit der Datenbasis durch die vorangegangenen Plausibilisierungen und Korrekturmöglichkeiten sowie die Möglichkeit, im Einzelfall auch nach Fristablauf Korrekturen vorzunehmen, hinreichend abgesichert. Es kann jedoch nicht, wie inStellungnahmen zum Festlegungsentwurf gefordert, eine zwingende Korrekturmöglichkeit für jeden im Nachhinein auftretenden Datenfehler vorgesehen werden, da dies neben erheblichen Aufwänden auch unzumutbare Unsicherheiten für alle Beteiligten am Effizienzvergleichsverfahren schaffen würde. Die nachträgliche Datenkorrektur mit Rückwirkung auf die Modellbildung muss daher – im Einklang mit der vorgenannten höchstrichterlichen Rechtsprechung – wesentlichen Ausnahmefällen vorbehalten bleiben.

394 Transparenz im Hinblick darauf, ob und inwieweit Daten nachträglich angepasst oder geändert wurden, wird durch die Datenveröffentlichungen der Bundesnetzagentur im Laufe des Effizienzvergleichsverfahrens hergestellt. Die Daten werden mehrfach (z. B. im Effizienzvergleich Strom der vierten Regulierungsperiode viermal) veröffentlicht, sodass ein Abgleich erfolgen kann, ob Daten gegenüber der vorangegangenen Datenveröffentlichung angepasst wurden. Wie dies geschieht, ist nicht Bestandteil der Methodenfestlegung, sondern bleibt dem nachfolgenden Verfahren überlassen. Gemäß § 23b Abs. 1 Satz 1 Nr. 7 EnWG sind die ermittelten unternehmensindividuellen Effizienzwerte sowie die hierbei erhobenen, geprüften und verwendeten Parameter zur Abbildung struktureller Unterschiede und die Aufwandsparameter zu veröffentlichen.

395 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.

396 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.

397 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

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.

398 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)

399 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.

400 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.

401 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.

402 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.[88]

403 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.

404 In einigen Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass die Verwendung solcher Schätzdaten zu Verzerrungen im Effizienzvergleich führe. Dies kann nicht ausgeschlossen werden. Allerdings sind solche Verzerrungen in Kauf zu nehmen, wenn andernfalls eine rechtzeitige Ermittlung des Effizienzvergleichsmodells nicht möglich

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

ist: Die Verwendung von Schätzdaten ist nur als ultima ratio vorgesehen, wenn bis zum Beginn der Modellbildung keine Daten vorliegen. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Fall eine Abwägung zwischen dem zeitlich notwendigen Beginn der Modellbildung unter Berücksichtigung möglichst aller Netzbetreiber vor Beginn der Regulierungsperiode und dem Zuwarten auf die fehlenden Daten zu treffen. Dabei muss es im Einzelfall – wie auch von o. g. Rechtsprechung bestätigt – möglich sein, auch auf Schätzdaten zurückzugreifen, wenn diese durch sachgerechte Schätzung ermittelt werden können. Eine Nacherhebung bei den Netzbetreibern ist demgegenüber im Hinblick auf die zeitlichen Rahmenbedingungen nicht realisierbar. Verzerrungen im Effizienzvergleich werden dadurch vermieden oder jedenfalls minimiert, dass qualifizierte Schätzungen vorgenommen werden. Auch die Verwendung von Alt- und Schätzdaten kann durch Veröffentlichung erkennbar gemacht werden.

405 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.

406 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)

407 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.

408 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.

409 Daneben kann es durch gerichtliche Verfahren jedoch auch zu einer Änderung der Daten eines Netzbetreibers im Hinblick auf die Vergleichsparameter kommen.[89] 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.[90]

410 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. In Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde gefordert, gerichtliche Entscheidungen zu berücksichtigen, wenn sie sich auf die Modellbildung, den Effizienzvergleich insgesamt oder individuelle Effizienzwerte auswirkten. Die in Tenorziffer 4.3 aufgenommene Regelung übernimmt die Wertung des Verordnungsgebers.[91] Diese Wertung ist aus Sicht der Beschlusskammer weiterhin sachgerecht. Es wird der Effizienzvergleich insgesamt gesichert. Dadurch kann Rechts- und Planungssicherheit für Netzbetreiber und Netzkunden geschaffen werden. Eine nachträgliche Anpassung des Effizienzvergleichs und der

[89] Vgl. etwa BGH, Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.129 f.
[90] Vgl. BGH, Beschluss vom. 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.129 ff.
[91] Vgl. Empfehlungen des Bundesrats, BR-Drs. 417/1/07, S. 7.

Erlösobergrenzenfestlegungen, ggf. nach Jahren nach Abschluss eines gerichtlichen Verfahrens, könnte zu umfassenden Folgeverfahren der Rückabwicklung führen. Es bliebe ein Schwebezustand. Zugunsten der Rechtssicherheit bleibt es bei der bisherigen verordnungsrechtlichen Wertung. Für Datenfehler im Prozess bleibt es bei den Ausführungen zu Tenorziffer 4.1.

411 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.[92] 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. Der Effizienzvergleich soll daher in dem Sinne unberührt bleiben, dass eine erneute Modellbildung sowie eine erneute Berechnung aller individuellen Effizienzwerte für die von der gerichtlichen Entscheidung nicht betroffenen Netzbetreiber nicht vorgenommen werden muss.

412 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 diesbezüglich festgestellt, dass der Netzbetreiber sich im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an seinen eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen muss.[93]

[92] Vgl. BGH, Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn. 130.
[93] BGH, Beschluss vom 21.01.2014 – EnVR 12/12, Rn.123.

413 Die vorgesehene Regelung steht einer Neuberechnung des individuellen Effizienzwertes nicht entgegen,[94] wie diese in Satz 3 der Tenorziffer 4.1 vorgesehen ist.

9. Parameter für den Effizienzvergleich (Tenorziffer 5)

414 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. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-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)

10.1. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6.1)

415 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 StromNEF. Von diesen Gesamtkosten abzuziehen sind die in Tenorziffer 7 der RAMEN-Festlegung festgelegten Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen.

416 Die Durchführung des Effizienzvergleichs auf Gesamtkostenbasis entspricht der unionsrechtlichen Vorgabe in Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO. Danach spiegelt die Tarifmethodik die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und berücksichtigt sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich

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

antizipatorischer Investitionen. Zudem ist die Anerkennung maßgeblicher Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, durch die Regulierungsbehörden vorgesehen.

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

418 Satz 3 der Tenorziffer sieht die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung (auch: Standardisierungsrechnung) vor. Auf diese Weise sollen 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). Dies wurde auch durch die Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf bestätigt.

419 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.

420 Die aktuelle und zukünftige dynamische Entwicklung des Strommarkts erhöht die Vielfalt der unterschiedlichen Investitionsmodelle. 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 Investitionsmodelle der Netzbetreiber werden.

421 Auch trägt die Verankerung der Vergleichbarkeitsrechnung der vorgenannten unionsrechtlichen Vorgabe Rechnung, Kosten insbesondere im Hinblick auf antizipatorische Investitionen im Rahmen der Tarifmethodik anzuerkennen (Art. 18 Abs. 8 Strom-VO). Daneben sind nach Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL, 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.

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

423 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 über eine Annuitätenbetrachtung mit einheitlichen Nutzungsdauern je Anlagenklasse als auch einer Vereinheitlichung der Kapitalzinssätze zwar Unterschiede bei den Abschreibungsdauern und dem Anlagenalter auffangen. Dieses Vorgehen schließt allerdings explizit aus, dass Netzbetreiber ihre Anlagen unterschiedlich lange nutzen. Dieses Vorgehen blendet ferner aus, dass es einen Zusammenhang zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten gibt, d. h. insbesondere merklich höhere Betriebskosten bei älteren Anlagen anfallen können. Dies bedeutet, dass die standardisieren Gesamtkosten selbst eine Verzerrungsgefahr hinsichtlich der Kostenarten Kapitalkosten und Betriebskosten in sich bergen und zudem die Kapitalkosten gegenüber den Betriebskosten benachteiligen können. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, Effizienzwerte auch auf der Basis nicht standardisierter Gesamtkosten zu ermitteln und stellt ein wesentliches Sicherungsinstrument für die Netzbetreiber dar. Festzuhalten ist weiterhin auch, dass – wie vorstehend dargelegt – sowohl die standardisierten als auch die nicht standardisierten Gesamtkosten jeweils spezifische Vor- und Nachteile aufweisen.

424 Die Anwendung der Effizienzvorgaben erfolgt weiterhin auf beeinflussbare TOTEX unter Abzug der KA_{nEu}. Eine Beschränkung der Effizienzvorgaben nur auf OPEX ist nicht sachgerecht. Beeinflussbare Kostenanteile bzw. ineffiziente Kosten können – wie von

der Rechtsprechung bestätigt wurde – auch in CAPEX enthalten sein.[95] Diese dem Effizienzdruck zu entziehen, würde die Perpetuierung ineffizient hoher CAPEX bedeuten und den Grundsatz verletzen, dass im Rahmen der Regulierung nur Kosten anerkennungsfähig sind, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

425 Zudem geht das Argument, CAPEX seien nach Durchführung der Investition generell nicht mehr beeinflussbar, was zu einer übermäßigen Belastung der OPEX führe, ins Leere. Die Einführung eines WACC zeigt, dass schon bei den Finanzierungsstrukturen der CAPEX entsprechendes Optimierungspotenzial besteht. Mithin können insoweit auch Effizienzvorgaben erreicht werden. Entscheidend für die Anwendung der Effizienzvorgaben auch auf TOTEX sind – neben der bereits genannten Möglichkeit der Existenz ineffizienter CAPEX – die unterschiedlichen Kapitalintensitäten der Netzbetreiber. Eine Anwendung der Effizienzvorgaben lediglich auf OPEX würde eine Schlechterstellung derjenigen Netzbetreiber bedeuten, die vergleichsweise hohe OPEX-Anteile aufweisen. Dies wäre nicht sachgerecht. Es würde einen regulatorischen Anreiz für die Netzbetreiber in Richtung kapitalintensiver Strategien setzen. Durch die Anwendung der Effizienzvorgaben auf die TOTEX wird ein ganzheitlicher Anreiz zu Effizienzsteigerungen gesetzt und es werden Fehlanreize und Fehlallokationen vermieden.

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

10.2. Berücksichtigung von Redispatchkosten (Tenorziffer 6.2)

427 Satz 1 der Tenorziffer 6.2 bestimmt, dass Kosten für Maßnahmen der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG (Redispatchkosten der VNB) zu den Aufwandsparametern zählen. Die Regelung in Tenorziffer 6.2 Satz 2 beruht auf der Vorgabe in Tenorziffer 7 der StromNEF. Dort ist in

[95] OLG Düsseldorf Beschl. v. 12.1.2011 – 3 Kart 185/09, BeckRS 2011, 21500.

Satz 8 geregelt, dass Kosten für Maßnahmen der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG so zu bestimmen sind, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist. Satz 9 der Tenorziffer sieht vor, dass für die Zwecke der Durchführung des Effizienzvergleichs die Kosten nach Satz 8 bereits bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu vergleichmäßigen sind. Die Methodik zur Vergleichmäßigung bleibe einer gesonderten Festlegung vorbehalten.

428 Bei den in Bezug genommenen Kosten handelt es sich um solche für marktbezogene Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber nach dem EnWG, wie insbesondere Redispatch und Engpassmanagementmaßnahmen. Dabei werden nur diejenigen Redispatchaufwendungen in den Effizienzvergleich eines Verteilernetzbetreibers einbezogen, die auch in bzw. durch Engpässe in seinem Verteilernetz verursacht werden.

429 Nach der RAMEN-Festlegung gelten solche Redispatchkosten künftig weiterhin als volatile Kosten und fließen erstmals in den nächsten Effizienzvergleich ein. Netzbetreiber haben also für die 5. Regulierungsperiode die Möglichkeit, diesbezüglich eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze vorzunehmen, allerdings werden die Kosten für Redispatch in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich einbezogen. Im Gegenzug ist auf die Auswahl eines adäquaten Vergleichsparameters zu achten, um von Redispatchkosten betroffene Netzbetreiber weder gegenüber Netzbetreibern, bei denen mangels Einspeisepunkten keine Maßnahmen erforderlich sind zu benachteiligen, noch durch Ausblenden der Kosten gegenüber Netzbetreibern, die rechtzeitig kostenintensive Netzausbaumaßnahmen ergriffen haben zu bevorzugen.

430 In der Konsultation wurde vorgetragen, es gebe Verzerrungen, weil nicht alle Netzbetreiber gleichermaßen vom Redispatch betroffen seien. Die Frage der unterschiedlichen Ausprägung wird bei der Heterogenität der Versorgungsaufgabe zu betrachten sein. Der Heterogenität der Versorgungsaufgabe sei Rechnung zu tragen. Diesem Anliegen wird – wie auch schon bei den früheren Effizienzvergleichen – im Rahmen der Durchführung des Effizienzvergleichs und der Modellauswahl Rechnung zu tragen sein.

431 Die Aufwendungen für Redispatch werden in den Effizienzvergleich einbezogen, weil die vergangene regulatorische Behandlung dazu geführt hat, dass Netzbetreiber, die ihr

Netz ausgebaut haben, schlechter gestellt wurden als Netzbetreiber, die ihr Netz nicht vergleichbar ausgebaut haben, dafür aber höhere Kosten für Redispatch geltend machen konnten, die nicht dem Effizienzvergleich unterlagen. In der Vergangenheit gingen zwei vergleichbare Netzbetreiber zwar mit den gleichen Strukturdaten, aber unterschiedlichen Kosten in den Effizienzvergleich ein – der Netzbetreiber mit mehr Netzausbau mit eher höheren Kosten für die neu errichteten Anlagen, der Netzbetreiber mit dem Redispatch mit geringen Kosten, da die Redispatch-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten herausgerechnet wurden. Die zu Gunsten der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich eingehenden Strukturparameter – also z. B. die Netzlänge oder angeschlossene EE-Leistung – sind mit dem Anschluss zusätzlicher EE-Anlagen aber jedenfalls bei beiden Netzbetreibern angewachsen. Nur über den Effizienzvergleich lässt sich auch ermitteln, in welchem Umfang der Netzausbau oder die Hinnahme von Engpässen mit deren Folgekosten aus Redispatchmaßnahmen die effizientere Lösung ist. Ein gewisses Volumen an Redispatch ist immer Bestandteil der strategischen Netzplanung, gesetzlich sanktioniert sogar durch die sog. Spitzenkappung in § 11 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Zudem gibt es auch bei der Engpassbewirtschaftung selbst effizientere und weniger effiziente Lösungen. Auch deshalb sollten die Kosten in einen Effizienzvergleich einbezogen werden. Dies beanreizt dazu, in verbesserte Netzauslastungsprognosen und zielgenauere Bewirtschaftungsinstrumente zu investieren. Darüber hinaus hat das wachsende Volumen von Netzanschlussanfragen die Möglichkeit von flexiblen Netzanschlussverträgen geschaffen, in denen ein Netzbetreiber entschädigungslos nicht immer und zu jeder Zeit einspeisen muss (s. u.). Derartige Anschlussverhandlungen sind natürlich aufwändiger als der bedingungslose Anschluss und werden nicht geführt, wenn die Redispatchkosten ohne Effizienzvergleich immer und in jeder Höhe erstattet würden.

432 Eine Einstufung der Redispatchkosten als nicht beeinflussbar würde hier Fehlanreize setzen. Würden diese als nicht beeinflussbar gelten, so hätten die Netzbetreiber im Grunde keine Anreize, die Redispatchkosten durch geeignete Anschlussvereinbarungen, Investitionen in das eigene Netz oder Umspannanlagen (etwa den Bau von Phasenschiebertransformatoren) zu reduzieren.

433 In der Konsultation wurde zudem vorgetragen, dass Redispatchkosten exogen getrieben seien und zeitlich entkoppelt vom Netzausbau erfolgen würden. Netzbetreiber haben allerdings bereits Instrumente in der Hand, die Geschwindigkeit und Folgen des Entstehens und des Anschlusses von EE-Anlagen zu beeinflussen. So kann z. B. das Ausmaß der Anschlussbegehren beeinflusst werden, indem darauf hingewiesen wird, wo noch Anschlusskapazität besteht oder entsteht und wo nicht. Es können Anlagenbetreiber an bestimmte Anschlusspunkte verwiesen werden, die der Netzbetreiber mit anderer, schneller und weniger aufwändig zu bauender Technologie erschlossen hat. Der Netzbetreiber hat inzwischen mit dem Instrument der flexiblen Netzanschluss-Verträge („FCA“) auch die Möglichkeit, Anlagen so anzuschließen, dass diese ein angemessenes Maß an Einschränkungen dulden müssen ohne dafür entschädigt zu werden. Es besteht somit ein angemessener Einfluss, der in der Tendenz EE-Zubau und Netzausbau synchronisieren soll. Es existieren also offenkundig Spielräume, wie in der Praxis mit Engpässen umgegangen wird.

434 Die Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich war bereits in der ARegV angelegt. Die Übergangsvorschrift des § 34 Abs. 8 ARegV sieht vor, dass die Engpassmanagementkosten als volatile Kosten erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen werden, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Abs. 2 Satz 2 getroffen hat. Zwar gilt die Regelung mit Außerkrafttreten der ARegV nicht mehr. Die Erkenntnis des Verordnungsgebers aus der Begründung zur Übergangsvorschrift , dass die betreffenden Kosten grundsätzlich erstmals in den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode, der ab 2026 durchgeführt wird, einbezogen werden sollen,[96] bleibt aber zutreffend. Die getroffene Grundentscheidung, dass die Kosten neu zuzuordnen sind und nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusehen seien[97], wird in der vorliegenden Festlegung fortgeführt. Wie der WAR zu Recht ausführt, bedeutet die Einstufung von Kosten als beeinflussbar nicht, dass diese Kosten gar nicht mehr in die Kostenbasis für die Festlegung der

[96] BR-Drucksache 405/31, S. 32.
[97] BR-Drucksache 405/31, S. 27.

Erlösobergrenze gehen, also auf null gesetzt werden. Es bedeutet lediglich, dass diese Kosten dann auch in die Effizienzbetrachtung mit einfließen.

435 Zur Begründung im Übrigen wird auf die Ausführungen zu Tenorziffer 7, Satz 8 und 9 der Festlegung StromNEF sowie zur Tenorziffer 8 der RAMEN-Festlegung verwiesen.

436 In der Konsultation wurde vorgetragen, dass die Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich verzerrende Wirkung habe. Dies hat die Beschlusskammer geprüft. Basierend auf dem Effizienzvergleichsmodell Strom für die vierte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur die Effekte einer Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich ermittelt. Für die Vergleichsberechnung wurde das bestehende Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode verwendet. Es wurde keine neue Kostentreiberanalyse durchgeführt, die Vergleichsparameter wurden nicht korrigiert und es wurde eine variable Effizienzgrenze (d. h. die Effizienzwerte aller Netzbetreiber können sich verändern) angewendet. Zunächst erfolgte eine Vergleichsberechnung unter Einbeziehung der Redispatchkosten von 24 Netzbetreibern, die im Jahr 2021 Redispatchkosten aufwiesen. Darunter waren auch solche Netzbetreiber, die sowohl absolut als auch relativ (im Verhältnis zu ihren Gesamtkosten) besonders hohe Redispatchkosten hatten. Das Ergebnis dieser Vergleichsberechnung zeigte keine nennenswerten Veränderungen auf die bestabgerechneten Effizienzwerte aller Netzbetreiber und die Modellgüte. Der durchschnittliche Best-of-Four-Wert stieg über alle Netzbetreiber um 0,23 Prozentpunkte (für die 24 Netzbetreiber mit Redispatchkosten um 0,27 Prozentpunkte, für die übrigen Netzbetreiber um 0,21 Prozentpunkte). Die weitere Analyse ergab, dass sich die Effizienzwerte von 124 Netzbetreibern (von insgesamt rd. 200 teilnehmenden Netzbetreibern) verbessern, sobald die Kosten für Redispatch in die Kostenbasis einbezogen werden. Diese Netzbetreiber erhalten im derzeitigen Regulierungssystem geringere Effizienzwerte als bei einer Einbeziehung der Kosten für Redispatch. Der finanzielle Effekt dieser Benachteiligung beträgt auf Grundlage dieser Berechnung derzeit bis zu 31 Mio. Euro für eine Regulierungsperiode. Dies dient der Beschlusskammer als Kontrollüberlegung. Maßgeblich ist letztlich insofern nicht das Vergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode, sondern das für die zukünftigen Regulierungsperioden jeweils zu entwickelnde Modell, das alle relevanten Kosten

einbeziehen wird. Unter den sich verbessernden Netzbetreibern dürften dann insbesondere solche sein, die sich durch vorausschauendes Handeln rechtzeitig auf die Energiewende eingestellt haben. Dies entspricht Forderungen aus der Konsultation, welche die Aufnahme der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich als erforderlich ansehen, um Anreize zur Reduzierung von Netzengpässen zu setzen.

437 Gemäß Satz 2 wird die Methodik zur Vergleichmäßigung der Kosten noch nicht in der Methodenfestlegung bestimmt, sondern bleibt späteren Festlegungen vorbehalten.

438 Dabei kann – wie in den Stellungnahmen gefordert – die Branche sich erneut einbringen.

11. Vergleichbarkeitsrechnung (Tenorziffer 7)

439 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 31.12.2028 geltenden StromNEV zu verwendenden Indexreihen im Wesentlichen fortgeführt. Die nennenswerten 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 StromNEV begrenzt wird. Zudem wird nunmehr aufgrund der erfolgten Ablösung der Fachserien des Statistischen Bundesamtes durch datenbankgestützte Indexreihen in den Anlagen 1a und 1b grundsätzlich nur noch auf letztgenannte verwiesen. Eine Ausnahme bilden hierbei die Ersatzindexreihen in Anlage 1c, die datenbankgestützt nicht vorgehalten und deshalb als konkrete Reihen abgebildet werden.

440 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.

441 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.

442 Die Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Investitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führt. Eine Mittelwertbildung der Effizienzwerte aus den Kostenarten je Methode gemäß Tenorziffer 12 steht diesem Sicherungsmechanismus nicht entgegen (siehe dazu ausführlich Abschnitt II.12).

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

444 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 StromNEF. 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.

445 Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der StromNEF – 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 - sowie der erhaltenen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

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

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

446 Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind die Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der StromNEF zu verwenden. Für erhaltene Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse gilt als Nutzungsdauer die Auflösungsdauer von 20 Jahren gemäß Tenorziffer 13 Satz 3 der StromNEF.

447 Der zu verwendende Zinssatz ist ausgehend von dem durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 lit. a) EnWG bestimmten gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC) gemäß Tenorziffer 10 der StromNEF 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 lit. 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. Dieser Zinssatz ersetzt den bisher verwendeten Zinssatz gemäß § 14 Abs. 2 Satz 3 ff. ARegV, da mit dem WACC gemäß Tenorziffer 10 der StromNEF 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.

448 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 I.1.3 der StromNEF, 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.

449 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 StromNEF abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert werden.

450 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 bis zum 31.12.2028 geltenden StromNEV übersteigt. Da die Anlage 1 der Festlegung StromNEF im Gegensatz zur Festlegung GasNEF keine Nutzungsdauerbandbreiten vorsieht, wird vorliegend hinsichtlich der Verpflichtung zur Angabe aller noch in Betrieb befindlichen Anlagen auf die oberen Werte der StromNEV verwiesen, die diesbezüglich auch nach Auslaufen der StromNEV weitergelten.

451 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. Der Bezug auf die StromNEV und die Weitergeltung der oberen Nutzungsdauerwerte ist deshalb geboten, da bei Heranziehung der Nutzungsdauern der Festlegung StromNEF, die keine Nutzungsdauerbandbreiten mehr vorsieht, noch in Betrieb befindliche, aber kalkulatorisch bereits vollständig abgeschriebene Anlagen in der Vergleichbarkeitsrechnung nicht erfasst würden, sofern ihr Alter über die in der Festlegung StromNEF enthaltenen Werte hinausgeht. Dies wäre mit Blick auf die vorstehende Überlegung nicht sachgerecht. 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.

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

453 Die – bis auf die vorgenannten Ergänzungen – unveränderte Fortführung des § 6a der StromNEV 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.

454 Nunmehr folgt zukünftig 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 Tagesneuwerte notwendig

sind, obsolet ist (letztmalige Verwendung für das Ausgangsniveau der fünften Regulierungsperiode).

455 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 StromNEV 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.

12. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8)

12.1. Anforderungen an Vergleichsparameter (Tenorziffer 8.1)

456 In Tenorziffer 8.1 Satz 1 werden Vergleichsparameter angelegt, die der Abbildung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften im Rahmen des Effizienzvergleichsverfahrens dienen. Dabei stellt die Versorgungsaufgabe die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle für die Netzgestaltung relevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und die Anforderungen der dort angesiedelten Netznutzer.[98]

457 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 kann zudem die Fläche des versorgten Gebietes relevant sein.

[98] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 183, Rn. 874.

458 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 zu nennen. Der Begriff der Gebietseigenschaften umfasst dabei insbesondere auch geografische (z. B. Ausdehnung), geologische (Beschaffenheit des Untergrunds) oder topografische (z. B. Relief, Hangneigung) Merkmale des versorgten Gebiets.

459 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 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 fortschreitenden Energiewende 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.

460 Im Wesentlichen beschreiben folgende Dimensionen die Versorgungsaufgabe:

- Dienstleistungsbereitstellung (Anschluss/Einspeisung)
- Kapazitätsbereitstellung
- Transport von Energie zum Kunden
- Granularität des Versorgungsgebiets

461 Es werden keine verbindlichen Vergleichsparameter vorgegeben. Die genannten Dimensionen der Versorgungsaufgabe können etwa durch folgende, in der vierten Regulierungsperiode verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden:

462 Die Dienstleistungsdimension kann in Form von Kosten je gemessener Messstelle mit dem Parameter „Anzahl der Messlokationen über alle Spannungsebenen“ dargestellt werden.

463 Die Dimension der Dienstleistungsbereitstellung kann daneben, ebenso wie die Dimension des Transports von Energie zum Kunden, durch die Vergleichsparameter „Stromkreislänge Kabel“, „Stromkreislänge Freileitung“ und „Netzlänge", abgebildet werden, da insbesondere die erforderliche Netzlängen zum Anschluss der Endkunden ersichtlich werden. Gleichzeitig erfolgt im Zusammenhang mit den verwendeten Netzlängen eine Abbildung der Granularität der Versorgungsaufgabe.

464 Die Dimension der Kapazitätsbereitstellung – unter Berücksichtigung der Kosten im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Energien – kann beispielsweise über die Vergleichsparameter „Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast“ sowie „installierte Erzeugungsleistung“ dargestellt werden.

465 Die vorgenannten Vergleichsparameter werden nur bespielhaft zur Erläuterung der Dimensionen der Versorgungsaufgabe genannt. Sie beruhen auf den Erkenntnissen der Effizienzvergleiche der letzten Regulierungsperioden und wurden teilweise bereits vor Beginn der Anreizregulierung als wesentliche Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe identifiziert.[99] 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

[99] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 151, Rn. 706.

verwendeten Parameter bleibt jedoch letztlich der nachfolgenden Stufe, d. h. dem konkreten Effizienzvergleich vorbehalten.

466 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 sowie eines vorausschauenden Netzausbaus im Sinne des § 21a Abs. 3 Satz 2 EnWG. Die Berücksichtigung des vorausschauenden Netzausbaus ist dabei auch im Unionsrecht vorgesehen. Zum einen folgt dies aus der Verpflichtung, Stromverteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizienten Betrieb und Ausbau ihrer Netze zu bieten. Zum anderen müssen die Regulierungsbehörden auch die maßgeblichen Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, anerkennen und in den Übertragungs- und Verteilungstarifen berücksichtigen, vgl. Art. 18 Abs. 8 Strom-VO.

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

468 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.[100] 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.[101] 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 Effizienzvergleichs zu stützen.[102]

469 Satz 3 sieht vor, dass bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale flächenbezogene Näherungswerte gebildet werden können. 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.[103] Damit die Vorgabe des Satz 1 dennoch eingehalten werden kann, werden für

[100] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205, Rn. 996.
[101] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205, Rn. 996.
[102] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 205, Rn. 996.
[103] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 13 Rn. 48.

die betreffenden Vergleichsparameter statt individueller Werte auch 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. Die Regelung in § 13 Abs. 3 Satz 5 ARegV a. E. wird dahingehend ausgeweitet, dass nicht nur die Bildung flächenbezogener Durchschnittswerte, sondern auch flächenbezogener Näherungswerte möglich ist. So ist weiter eine Durchschnittsbildung, aber auch z. B. eine Medianbildung möglich.

470 Satz 4 sieht vor, dass Parameter bezogen auf verschiedene Netzebenen verwendet werden können. Der Begriff der Netzebene meint die Spannungsebenen in den Stromversorgungsnetzen. 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)

471 Tenorziffer 8.2 trifft Vorgaben zur Auswahl der Vergleichsparameter.

472 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 „ingenieurwissenschaftliche und statistische Methoden“ werden die bisherigen Vorgaben lediglich inhaltlich konkretisiert. Durch eine Kombination dieser sich wechselseitig ergänzenden Ansätze soll gewährleistet werden, dass die Anforderungen an die Vergleichsparameter nach Tenorziffer 8.1 erfüllt werden.

473 Ingenieurwissenschaftliche 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 Stromkunden in einem betrachteten Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung und der damit verbundenen Netzkosten.[104] 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 ingenieurwissenschaftlichen Analysen können zudem auch Expertenwissen (z. B. durch Expertenbefragungen) und internationale Regulierungserfahrungen berücksichtigt werden.

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

475 Entgegen der in einigen Stellungnahmen zum Sachstandspapier und auch zum Festlegungsentwurf vorgetragenen Forderung, statistische Kriterien bei der Modellauswahl weniger strikt zu berücksichtigten und im Gegenzug

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

ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen stärker zu gewichten, hält die Beschlusskammer weiterhin an einer gleichberechtigten Verwendung ingenieurwissenschaftlicher 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 ingenieurwissenschaftlichen 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 ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen zu testen und anhand geeigneter statistischer und ökonometrischer Verfahren darauf aufbauend einen belastbaren Effizienzvergleich durchzuführen und unverzerrte Effizienzwerte zu ermitteln.

476 In den Stellungnahmen zum Sachstandspapier 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 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.

477 In einer Stellungnahme zum Festlegungsentwurf wurde kritisiert, dass die Signifikanz der SFA als Auswahl- oder Ausschlusskriterium für Modelle ungeeignet sei. Allerdings sind alle genannten Argumente bereits aus den Stellungnahmen zum Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom und Gas der vierten Regulierungsperiode bekannt. Hier soll nochmal klargestellt werden, dass das Kriterium der statistischen Signifikanz des Ineffizienzterms bei der Modellauswahl ergänzend betrachtet werden soll, wenn ein Modell aus ingenieurwissenschaftlicher und statistischer Sicht grundsätzlich in Frage kommt. D. h. in der Kostentreiberanalyse findet zuerst eine ingenieurwissenschaftliche Eingruppierung statt. Im Rahmen der statistischen Analyse werden alle Modelle vorurteilsfrei betrachtet und bewertet. Das Kriterium der Signifikanz des Ineffizienzterms ist erst hier ein Ausschlusskriterium. Insofern ist die Grundkritik haltlos, wonach die Modellauswahl im Vornherein eingeschränkt gewesen sei. Für die Belastbarkeit der Resultate eines Effizienzvergleichsmodells ist es vielmehr wesentlich, dass die SFA zwischen Ineffizienz und Rauschen unterscheiden vermag. Modelle mit einem nicht-signifikanten Ineffizienzterm weisen eine hohe statistische Unsicherheit dahingehend auf, ob Ineffizienz und normalverteiltes Rauschen belastbar voneinander unterschieden werden können. Eine hohe statistische Unsicherheit tritt dann auf, wenn die Modellspezifikation die effizienten Kosten nur unzureichend erklären kann oder viel Rauschen in den Daten vorliegt. Vorliegend ist es jedoch das Ziel, durch eine Parameterkombination sowie eine Ineffizienzverteilungsannahme ein Modell zu finden, welches die effizienten Kosten möglichst akkurat beschreibt, um daraus die Ineffizienzwerte der Netzbetreiber zu berechnen. Es wäre aus regulatorischer Sicht nicht sachgerecht, den Netzbetreibern Effizienzwerte zuzuweisen, die aus einem Modell stammen, welches nicht ausreichend belastbar zwischen Ineffizienz und Rauschen unterscheiden kann. Der erwähnte "Publication Bias" tritt nicht auf, vielmehr wird das geeignetste Modell anhand von grundsätzlich gleichberechtigten regulatorischen, ingenieurwissenschaftlichen und statistischen Kriterien weiterverfolgt bzw. ausgewählt. Im Gegensatz zum zitierten Wikipedia-Artikel geht es im Übrigen nicht darum, einen (signifikanten) Zusammenhang zwischen zwei Parametern zu untersuchen, sondern das geeignetste Modell für einen Effizienzvergleich zu finden. Wie oben erklärt, sind Modelle mit signifikantem Effizienzterm aufgrund der Separierung von Ineffizienz und Rauschen besser für einen Effizienzvergleich geeignet.

Die zitierte wissenschaftliche Literatur bezieht sich mehrheitlich auf die Koeffizienten der Parameter und nicht auf den Ineffizienzterm und hat somit nur eine geringe Aussagekraft. Die Quelle von Coelli (2008) steht zwar im Kontext der SFA, befasst sich jedoch primär mit der Inferenz von individuellen Effizienzwerten, wobei Bootstrapping und Bagging Methoden in dem Kontext eine bessere "Coverage" aufweisen. Die Verwendung des LR-Tests und des diesbezüglichen p-Werts wird an keiner Stelle behandelt. Das zitierte "specification-searching" gibt es nicht, da in der Modellfindung von Beginn an auch alle Spezifikationen getestet und nicht nur aus einem vordefinierten Modell abgeleitet werden. Die Argumentation, dass das angedachte Vorgehen der Beschlusskammer vor dem Hintergrund der Replikationskrise nicht dem Stand der Wissenschaft entspreche, ist somit irreführend in Bezug auf die Signifikanz der SFA, da die Beschlusskammer die p-Werte ja gerade im weiteren Kontext und mit zusätzlicher Evidenz beurteilen möchte. Zur vorgebrachten Kritik zum Festlegungsentwurf, welche Parameter erhoben und betrachtet werden, sei darauf verwiesen, dass die Erhebung und konkrete Wahl der Parameter dem Verfahren in der jeweiligen Regulierungsperiode vorbehalten bleibt und nicht Regelungsgegenstand dieser Festlegung ist.

478 Zur erneuten Kritik einiger Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf an der Anforderung, dass Vergleichsparameter nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sein dürften, soll hier nochmal klargestellt werden, dass dies nicht bedeutet, dass das Effizienzvergleichsmodell frei von Multikollinearität sein muss. Im Einklang mit früheren Effizienzvergleichen wird angestrebt, Multikollinearität soweit wie möglich zu begrenzen. Insbesondere im Hinblick auf die notwendige Vollständigkeit eines Effizienzvergleichsmodells lässt sich ein gewisses Maß an Multikollinearität jedoch nicht vollständig vermeiden. Entsprechend wird der Umfang der Multikollinearität bewertet und nach Möglichkeit reduziert. Dies liegt darin begründet, dass bei ausgeprägter Multikollinearität Vorzeichen und Höhe einzelner Koeffizienten ihre Interpretierbarkeit verlieren, während die Prognosegüte des Gesamtmodells grundsätzlich erhalten bleibt. Allerdings ist die Kostenkausalität in solchen Fällen nicht zwingend gewährleistet. Problematisch sind zudem in SFA-Modellen signifikante negative Koeffizienten für eigentlich kostensteigernde Faktoren, da dies aus Sicht einzelner Netzbetreiber zu nicht plausiblen Ergebnissen führen kann.

Darüber hinaus birgt Multikollinearität das Risiko, bei Weiterentwicklungen alternative Disaggregationsebenen fehlerhaft zu bewerten, weil die Koeffizienten verzerrt sein können. Ebenso können nicht-monotone Kostenfunktionen entstehen, die zu sprunghaften Verläufen der inkrementellen Kosten je zusätzlicher Einheit führen.[105]

479 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.

480 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)

481 Tenorziffer 8.3 regelt, dass für die verschiedenen Effizienzvergleichsmethoden gleiche Vergleichsparameter Anwendung finden. Die Beschlusskammer hält an der Verwendung gleicher Parameter fest, da Vergleichsparameter allein der Abbildung der Versorgungsaufgabe der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber dienen. 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 Kostentreiberanalyse und Verwendung einheitlicher Vergleichsparameter wurde dabei von der Rechtsprechung

[105] Siehe Swiss Economics, SUMICSID und IAEW (2024): „EVS4 - Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode - Finales Gutachten”, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 30.04.2024, S. 88.

bestätigt.[106]Soweit in einigen Stellungnahmen zum Sachstandspapier gefordert worden war, unterschiedliche Vergleichsparameter für beide Methoden anzuwenden, so erscheint dies interessengeleitet und nicht methodisch. Auch der erneute Vortrag in Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf, die Forderung sei nicht interessengeleitet, sondern methodenimmanent, da die Kostentreiberanalyse der Bundesnetzagentur stark an der SFA orientiert sei und daher solche Parameter ausgeschlossen würden, die in der DEA abgebildet werden könnten, vermag nicht zu überzeugen. Die Parameterauswahl wird durch die Abbildung der Versorgungsaufgabe bestimmt und nicht durch die Methode. Das wäre auch kontraindiziert, da mit den Vergleichsparametern ja gerade die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber abgebildet werden soll. Es wäre demnach nur schwer nachvollziehbar, wenn dann eine DEA-Versorgungsaufgabe und eine SFA-Versorgungsaufgabe abgebildet werden sollte. Diese Parameterauswahl in der statistischen Kostentreiberanalyse wird mit parametrischen Methoden durchgeführt. Diese haben naturgemäß eine Nähe zur SFA. Da die DEA demgegenüber ein mathematisches Verfahren ist, fehlt diese Nähe.

482 Auch die Argumentation, durch die einheitliche Parametrierung werde die Anzahl der in der DEA verwendbaren Vergleichsparameter beschränkt, obwohl das Modell durch eine höhere Anzahl an Parametern exakter würde, überzeugt nicht. Je mehr Vergleichsparameter in eine DEA aufgenommen werden, desto eher erscheinen die untersuchten Einheiten (hier: Netzbetreiber) effizient. Das liegt daran, dass mit jedem zusätzlichen Output eine weitere Dimension entsteht, in der sich eine Einheit „positiv absetzen“ kann. Dadurch wird es immer schwieriger, eine Einheit klar zu dominieren. Die Konsequenz ist: Die Zahl der auf der Effizienzgrenze liegenden Einheiten steigt, und die Diskriminierungskraft der DEA nimmt ab. Wenn das Modell schon alle Versorgungsdimensionen abbildet, wird es hierdurch nicht exakter, sondern beliebig.

483 Davon zu unterscheiden ist es, für die angewandten Effizienzvergleichsmethoden sachgerechte Kombinationen bzw. Transformationen der Vergleichsparameter, d. h.

[106] Vgl. OLG Düsseldorf Beschluss vom. 12.05.2022 – 5 Kart 3/21 (V), Rn. 146 f.

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.[107] 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.

484 Eine Stellungnahme zum Festlegungsentwurf regte an, auch innerhalb einer Methode unterschiedliche Parameterkombinationen zuzulassen. Wie oben beschrieben, wird die Parameterauswahl durch die Abbildung der Versorgungsaufgabe bestimmt, nicht durch die Methode und auch nicht durch die Kostenart. Eine Versorgungsaufgabe je Kostenart ist genauso kontraintuitiv wie eine Versorgungsaufgabe je Methode. Auch die weitere Forderung, verschiedene Modelle mit unterschiedlichen Parametersets zu rechnen, um damit einer „strukturellen Modellunsicherheit“ zu begegnen, wird abgelehnt. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt Modellunsicherheit bereits, indem sie z. B. verschiedene Modellvarianten prüft, Sensitivitätsprüfungen durchführt und Ergebnisse in Konsultationen transparent darstellt und zur Diskussion stellt. Das geforderte Vorgehen würde die Vergleichbarkeit der Ergebnisse beeinträchtigen, strategische Modellselektion begünstigen und die Nachvollziehbarkeit schwächen.

12.4. Strukturelle Vergleichbarkeit und Heterogenität (Tenorziffer 8.4)

485 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.

[107] BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung (2015), S. 269.

486 Satz 1 der Tenorziffer gibt vor, dass durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend zu gewährleisten und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abzubilden ist. Dies trägt der unionsrechtlichen Vorgabe in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO Rechnung. Danach sind Netzkosten nur anerkennungsfähig, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Diese 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.

487 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 im Gasbereich angenommen. Ein fehlendes Konzessionsgebiet deutet im Gasbereich auf eine spezielle, recht homogene Gruppe von Netzbetreibern hin. Das Alleinstellungsmerkmal dieser Gruppe leitet sich jedoch nicht aus dem Fehlen eines Konzessionsgebiets ab, sondern aus der ausschließlichen Versorgung nachgelagerter Netzbetreibern ohne eigene unterlagerte Infrastrukturen. Wird die strukturelle Vergleichbarkeit nicht hergestellt, kann dies zu einer Verzerrung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs führen.

488 Weiterhin ist die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber angemessen abzubilden. 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. Dabei können über die Auswahl der Vergleichsparameter für den konkreten Effizienzvergleich auch, wie in der Konsultation gefordert, etwaige unterschiedliche Entwicklungen im Zuge des Transformationsprozesses der Energiewende abgebildet werden. Sind die Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber hingegen nicht mehr vergleichbar, ist die strukturelle Vergleichbarkeit womöglich nicht mehr über die Vergleichsparameter, sondern über die in Satz 2 genannten Vorgehensweisen herzustellen.

489 Satz 2 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.[108] Die Beschlusskammer sieht hier von einer konkreteren Definition, wann Versorgungsaufgaben als unterschiedlich in diesem Sinne gelten, ab, da eine solche nicht pauschal getroffen werden kann und auch nicht zielführend wäre. Die Unterschiedlichkeit kann allein anhand der konkreten Umstände der jeweiligen Regulierungsperiode und der jeweils am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber im Einzelfall bewertet werden. Durch eine konkrete Definition bestünde daher die Gefahr, dass zum Zeitpunkt des Erlasses der Festlegung nicht vorhersehbare Fälle nicht erfasst würden.

[108] Vgl. BGH, Beschluss vom 12.06.2018 – EnVR 53/16, NJOZ 2019, 475 Rn. 45.

490 Hinsichtlich der methodischen Vorgehensweise bei der Berücksichtigung einer Heterogenität der Versorgungsaufgabe steht der Bundesnetzagentur ein Spielraum zu.[109] In Satz 2 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 3 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 Weise die Heterogenität für diese am besten abgebildet werden kann.

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

492 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.

493 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.

[109] Vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 44/22, Rn. 66.

494 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 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:[110]

- 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.
- Ausschließliches Abstellen auf die Effizienzwerte der SFA bei der Abrechnungsmethode.
- 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.

[110] 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.

495 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde diesbezüglich teilweise vorgetragen, dass allein die a priori Herausnahme der Netzbetreiber geeignet sei, da es andernfalls zu einer Verzerrung der Modellbildung kommen könne. Dem ist nicht zuzustimmen. Vielmehr erachtet die Beschlusskammer weiterhin die Verankerung einer regelbeispielhaften Vorgehensweise als notwendig, um in der konkreten Regulierungsperiode die der konkreten Datenbasis entsprechende Lösung wählen zu können. Dabei kann es erforderlich sein, die heterogenen Netzbetreiber zunächst in der Datenbasis zu belassen, da eine sachgerechte Modellbildung eine breite Datenbasis voraussetzt. Auch kann die Heterogenität durch die Auswahl der Vergleichsparameter berücksichtigt werden. Etwaige Verzerrungen können auch im Wege der Ausreißeranalyse ausgeglichen werden. Eine a priori Herausnahme erachtet die Beschlusskammer aus diesen Gründen auch für die sogenannten Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet entgegen des Vortrags in den Stellungnahmen nicht ohne Weiteres für zwingend. Auch wäre eine Ungleichbehandlung nicht sachgerecht, sofern die Möglichkeit besteht, derartige Vergleiche anzustellen.

496 Die Gruppendominanzanalyse wurde in einigen Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf abgelehnt, da diese ursprünglich nur ein Hilfskonstrukt gewesen sei. Dem ist entgegenzusetzen, dass es sich lediglich um eine beispielhafte Vorgehensweise innerhalb des Regelbeispiels 2 handelt, um heterogene Netzbetreiber über eine Modifikation der Ausreißeranalyse aus dem Datensatz auszunehmen. Das bedeutet, dass diese nicht zwingend zur Anwendung kommen muss, sondern lediglich in dem Fall, dass eine andere mögliche Erweiterung der Ausreißeranalyse nicht besser geeignet erscheint. In diesem Fall erscheint die Gruppendominanzanalyse jedoch als zulässiger Weg zum Umgang mit heterogenen Netzbetreibern.

497 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde vorgetragen, dass im Zuge der regulatorischen Anpassungen nicht hinreichend zwischen unterschiedlich strukturierten Netzbetreibern (z. B. städtische Netzbetreiber oder Industrienetze) differenziert werde. Es sei angemerkt, dass diese Fragestellung einer Einzelfestlegungen für die jeweilige Regulierungsperiode überlassen wird. Wie oben bereits ausgeführt, kann erst anhand der für die jeweilige Regulierungsperiode

vorliegenden Daten empirisch geprüft werden, ob objektiv abgrenzbare Gruppen tatsächlich vorliegen.

13. Methoden (Tenorziffer 9)

13.1. Methoden für den Effizienzvergleich

498 Der bundesweite Effizienzvergleich wird von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der Tenorziffer 9 durchgeführt. Als Methoden zur 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. Andere Methoden können zum Einsatz kommen, wenn bzw. sobald diese den oben genannten Methoden überlegen sind. Damit hält die Beschlusskammer sich die Option offen, wissenschaftlichem und praktischem Fortschritt auf statistischem und analytischem Gebiet Rechnung zu tragen. Kurzfristig ist mit einem Auftreten überlegener Methoden nicht zu rechnen.

499 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.[111]

500 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.[112] Dabei werden gemäß Satz 2 die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Ineffizienz wird durch die Restkomponente abgebildet (vgl. Satz 3).

501 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. Manche Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf führten aus, dass es zwingend erforderlich sei, sich weiterhin auf die exponentielle Ineffizienzverteilung festzulegen. Dies erscheint rein interessengetrieben , da die exponentielle Verteilung meist die höchsten Effizienzwerte produziert.[113] Dies wird auch durch den Umstand

[111] BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 46.
[112] BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 47.
[113] Siehe z. B. Swiss Economics (2014). „Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013", Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVS2], S. 63 oder Frontier Economics, J. Müller-Kirchenbauer, M. Andor und C. F. Parmeter (2023): „Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode)", Gutachten im Auftrag der BNetzA, 17. Oktober 2023, S. 150.

deutlich, dass oft gefordert wird, dass die Signifikanz des Ineffizienzterms bei der Modellauswahl keine Rolle spielen sollte, was dann, widersprüchlich zur obigen Forderung, auch für die Verteilungsannahme bezüglich des Ineffizienzterms gelten würde. Weiter wird eine Festschreibung der exponentiellen Verteilung trotz der genannten Gründe – Stetigkeit, Planungssicherheit oder Vergleichbarkeit – abgelehnt, da auch das Effizienzvergleichsmodell nicht festgeschrieben wird. Es soll die Möglichkeit bestehen, die Verteilungen der Ineffizienz hinsichtlich ihres Einflusses z. B. auf die Modellgüte zu wählen und nicht normativ festzuschreiben.

502 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.[114] 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 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

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

effizienten – und nicht etwa eines durchschnittlichen – Netzbetreibers den Referenzwert bilden sollen.[115]

503 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.[116] 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.[117]Die Existenz anerkannter fachwissenschaftlicher Maßstäbe und Methoden sei dabei eine von der jeweiligen Fachwissenschaft zu beantwortende Tatsachenfrage, die dem Sachverständigenbeweis zugänglich sei.[118]

504 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.[119] Solche wurden durch anerkannte wissenschaftliche Institutionen wie die Max-Planck-Gesellschaft oder die Deutsche

[115] Vgl. BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG , S. 36, Rn. 118 f.
[116] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, 3 Kart 128/19 (V), Rn. 57.
[117] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S.37.
[118] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S.37.
[119] Vgl. Rosin/Bourazeri, RdE 2021, 248, 256.

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.[120] Zudem zeichne sich gutes wissenschaftliches Arbeiten durch eine Skepsis gegenüber eigenen Ergebnissen und ein Bewusstsein für mögliche Fehldeutungen aufgrund eigener Interessen und Motivationen aus.[121] Wissenschaftliche Ergebnisse könnten etwa durch ihre Reproduzierbarkeit überprüft werden.[122] Die nach dem Stand der Wissenschaft anzuwendenden statistisch-ökonometrischen Maßstäbe und Methoden entsprechen den unter Abschnitt II.12.2. genannten statistischen Merkmalen.

505 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[123] 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.[124] International ist die Anwendung dieser beiden Methoden weit verbreitet. Auch wurden die Anwendung und Ausgestaltung der Methoden höchstrichterlich bestätigt.[125]

506 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

[120] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009, S. 2.
[121] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009 S. 2.
[122] Max-Planck-Gesellschaft, Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, beschlossen am 24. November 2000, geändert am 20. März 2009 S. 2.
[123] Vgl. etwa Frontier Economics 12 OCTOBER 2023 – BENCHMARKING TECHNIQUES AND PRACTICES, S. 108.
[124] Vgl. Frontier Economics et al. (2025), Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber, S. 74.
[125] Vgl. BGH, Beschluss vom 21.1.2014, EnVR 12/12, EnWZ 2014, 378, Rn. 36 ff.

Wissenschaft entspricht.[126] 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[127] 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.

507 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 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

[126] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.03.2025, VI-3 Kart 64/19 [V], S. 37.
[127] 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

Netzbetreiber anfällig, da diese durch Einfordern von „Alleinstellungsoutputs“ ihre Effizienzwerte erheblich verbessern können.

508 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.

509 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.

510 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 Ergebnisse belastbar sein müssen.[128] Das ist in der Statistik insbesondere dann der Fall, wenn ein Testverfahren nicht sensibel auf Ausreißer reagiert.[129] Eine absolute Methodenrobustheit kann es bei statistischen Methoden nicht geben.[130] Die Vorgabe

[128] Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, 2. Aufl. 2019, EnWG § 21a Rn. 201.
[129] OLG Schleswig Beschluss vom 2.10.2014 – 16 Kart 3/13.
[130] BeckOK EnWG/Grüner, 13. Ed. 1.12.2024, EnWG § 21a Rn. 28.

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.[131] Daraus kann gefolgert werden, dass die Verwendung dieser beiden Methoden den Robustheitsanforderungen genügt.

511 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)

512 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.

513 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.[132]

514 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 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.[133]

---

[131] BR-Drucksache 417/07, S. 54.
[132] BerlKommEnergieR/Breßlein, 4. Aufl. 2018, ARegV § 12 Rn. 14.
[133] Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, 2. Aufl. 2019, ARegV § 12 Rn. 58.

515 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.[134]

516 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. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO). Dies hat zur Folge, dass ineffiziente Kostenansätze nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden dürfen.

517 Wie von Teilen der Branche in den Stellungnahmen zum Sachstandspapier und auch zum Festlegungsentwurf 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 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

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

anzulegen. Wie oben ausgeführt wird, ist die Bundesnetzagentur, wie z. B. E-Control[135] 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 auch 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.

518 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 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

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

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 ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen oder statistischen Kriterien genügt.[136] 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)

519 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.

520 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. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL konkretisiert werden. Durch die transparente Gestaltung des Prozesses steigt die Akzeptanz der Ergebnisse des Effizienzvergleichs 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 § 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

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

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.

521 Wenn in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf gefordert wird, dass Mindestkriterien für die Durchführung des Konsultationsprozesses auf Ebene der Methodenfestlegung konkreter festgelegt werden sollen, überzeugt dies die Beschlusskammer nicht. Hier soll lediglich der Rahmen für die Durchführung des Effizienzvergleichs festgelegt werden. Konkrete Ausgestaltungen bleiben dem Verfahren in der jeweiligen Regulierungsperiode vorbehalten.

522 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)

523 Tenorziffer 11 ersetzt in Teilen 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. Die Beibehaltung der beiden Kostenbasen TOTEX und sTOTEX wurde in der Konsultation bestätigt.

524 Die in § 12 Abs. 4a ARegV ebenfalls geregelte Abrechnungsmethode über die Effizienzwerte auf Basis der geprüften Gesamtkosten mit und ohne Vergleichbarkeitsrechnung ist nunmehr eigenständig in Tenorziffer 12 geregelt.

16. Abrechnungsmethode (Tenorziffer 12)

525 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.

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

527 Die Beschlusskammer hat erwogen, abweichend von der bisherigen Regelung gemäß ARegV (Best-of-Four) zu einer vollständigen Durchschnittsbetrachtung (Mean-of-Four) überzugehen oder anstelle der nun festgelegten Mittelwertbildung bei den Kosten (Best-of-Methods, Mean-of-Costs – BoMo) eine Mittelwertbildung bei den Methoden vorzusehen (Mean-of-Methods, Best-of-Costs – MoBo). 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 hat sich gleichwohl für die nachfolgend skizzierte, gegenüber den Netzbetreibern mildere Variante entschieden. 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 Einordnung der Redispatchkosten als volatile Kosten lässt ebenfalls die im Ergebnis großzügigere Haltung vertretbar erscheinen, beide methodischen Ansätze in einem Best-of zugunsten der Netzbetreiber anzuwenden. 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.

528 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen bei der Bundesnetzagentur hatte dagegen angemahnt, das bisherige Best-of-Prinzip zur Gänze aufzugeben, da es

sich für die Netznutzer als ein Worst-of-Prinzip darstelle. Die Beschlusskammer sieht zwar durchaus die regulierungsökonomische Stringenz des Ansatzes und die nachvollziehbar positiven Effekte zugunsten der Netznutzer. Sie entscheidet sich allerdings, derzeit noch den Interessen der Netzbetreiber insofern ein höheres Gewicht beizumessen und von einer generellen Mittelung der Ergebnisse der Effizienzvergleichsmethoden abzusehen.

529 In die Erwägungen der Beschlusskammer ist auch die Tatsache eingeflossen, dass strukturierte Analysen im Rahmen von Monte-Carlo-Simulationen zwar in der wissenschaftlichen Auseinandersetzung Anwendung finden, diese sich jedoch auf die Zusammenhänge unterschiedlicher funktionaler Formen und Varianten einer Bestabrechnung konzentrieren. Darüber hinaus sind keine praktischen Anwendungen bekannt[137], sodass die Erkenntnisse für die konkrete Abrechnungsmethode mit unterschiedlichen Kostenarten nicht übertragbar sein dürften.

530 Die Beschlusskammer legt eine modifizierte Bestabrechnung nach folgendem Schema fest:

531 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.

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

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

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

DEA DEA-Effizienzwert bei Ansatz tatsächlicher Kapitalkosten

[137] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 11 f.

sDEA DEA-Effizienzwert bei Ansatz standardisierter Kapitalkosten

SFA SFA-Effizienzwert bei Ansatz tatsächlicher Kapitalkosten

sSFA SFA-Effizienzwert bei Ansatz standardisierter Kapitalkosten

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

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

mit $\mathrm{EW}_{\mathrm{mod}}^{\mathrm{BO}}$ Effizienzwert der modifizierten Bestabrechnung.

533 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.

534 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.

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

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

537 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 zur Effizienzermittlung bezeichnet werden. Wenn insoweit in Stellungnahmen vorgetragen

wurde, dass die Beschlusskammer davon ausginge, dass die beiden Kostenbasen sachlich nicht richtig seien und mit der Mittelwertbildung richtig gestellt würden, wird die Argumentation missverstanden. Die Beschlusskammer geht allein davon aus, dass keine der beiden Kostenarten zu bevorzugen ist, da beide Kostenarten, wie hier auch zugrunde gelegt wird, jeweils unterschiedliche Funktionen erfüllen und ihre Vor- und Nachteile haben. Dabei erkennt die Beschlusskammer auch gerade an, dass die Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ebenso notwendig ist wie die Berücksichtigung von Gesamtkosten ohne Vergleichbarkeitsrechnung.

538 Auch soll 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 abgeschwächt 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) die gleichgewichtete Verwendung der beiden Kostenbasen angemessen. Zwar könnte im Strombereich eine gewisse Auseinanderentwicklung der Kostenarten vor dem Hintergrund der zukünftig notwendigen Investitionen aufgrund der Energiewende und der damit einhergehenden Verjüngung der Netze eintreten, jedoch geht die Beschlusskammer nicht davon aus, dass diese Entwicklung die Anwendung von BoMo zukünftig ungeeignet machen könnte. Dies ergibt sich auch durch einen Vergleich mit der potenziell zu erwartenden Entwicklung im Gasbereich, deren konzeptionell-theoretische Analyse dazu geführt hat, für diesen Bereich die Möglichkeit einer von BoMo abweichenden Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben vorzusehen (siehe dazu vertiefend unten).

539 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde diesbezüglich vorgetragen, dass durch die Mittelwertbildung solche Netzbetreiber benachteiligt würden, die hohe Investitionen tätigten und dadurch höhere Kapitalkosten aufwiesen, da der diesbezügliche Ausgleich durch die sTOTEX bei einer Mittelwertbildung verwässert werde. Diese Kritik verkennt, dass – sofern allein die sTOTEX in der individuellen Effizienzvorgabe Berücksichtigung finden – dies dazu führen kann, dass durch den im Strombereich durch die Energiewende zu erwartenden hohen Kostenaufwuchs insbesondere durch eine steigende Investitionstätigkeit die Effizienzprüfung letztlich zu stark zugunsten der Netzbetreiber ausfällt. Denn diese würden, da sie ihr Netz verjüngen, den Effizienzwert tendenziell aus den sTOTEX erhalten und die für die Erlösobergrenze maßgeblichen höheren TOTEX blieben dann gänzlich ohne Auswirkung. Dies erscheint nicht vertretbar, da bei den sich durch die Energiewende stellenden Herausforderungen besonderes Augenmerk auf eine intensive und wirksame Effizienzprüfung zu legen ist, um von Vornherein der Entwicklung ineffizienter Strukturen vorzubeugen. Das Kurzgutachten „Evaluation der Bestabrechnung bei unterschiedlichen Kostenarten“ kommt diesbezüglich zum Schluss, dass die Bildung von Mittelwerten gemäß BoMo gegenüber Best-of-Four im Strombereich tendenziell stärkere Effizienzanreize setze, was auch im Interesse der

Netznutzer sei.[138] Die Beschlusskammer hält es daher nicht für richtig, die TOTEX bei der Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben gänzlich unbeachtet zu lassen. Sofern allerdings allein die TOTEX in die individuelle Effizienzvorgabe eingehen, belohnt dies ungerechtfertigterweise eine Unternehmensstrategie, die von einer Zurückhaltung bei der Investitionstätigkeit geprägt ist bzw. in der Vergangenheit geprägt war. Insofern in diesen Fällen von einer strukturellen Benachteiligung zu sprechen, ist nicht gerechtfertigt. Vielmehr stellt BoMo eine neutrale Behandlung unterschiedlicher Investitionsstrategien sicher. Der branchenseitig im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Kritik, dass Verharren in einer einmal gewählten Investitions- und Abschreibungspraxis sei auch deshalb nicht gegeben, da die Investitionstätigkeit exogen, u. a. durch die Energiewende getrieben sei, und die modifizierte Bestabrechnung grundsätzlich zu einer Schlechterstellung der Netzbetreiber führe, ohne dass die Effizienz zurückginge, kann nicht gefolgt werden. Die bisherige „Best-of-Four"-Abrechnung hat die Risiken letztlich zu stark auf die Netznutzer verlagert und die unterschiedlichen Investitionsstrategien zu positiv bewertet. Zudem gehen gemäß Kurzgutachten bei einer Best-of-Four-Abrechnung über den gesamten Lebenszyklus der Anlagen die Kapitalkosten der regulierten Unternehmen nicht vollständig in die Abfolge der Effizienzvergleiche ein.[139] BoMo ebnet die Vorteile der Netzbetreiber aus dem impliziten Wechsel der Kostenkalkulationsmethodik über den Investitionszyklus ein – die Erreichbarkeit wird weniger von günstigen Zeitfenstern im Investitionszyklus aufgrund der Berechnungsmethode für Kapitalkosten getragen, sondern ist stärker vom dauerhaftem Effizienzniveau abhängig. Referenz ist dabei das Effizienzniveau, welches sich aus dem Effizienzvergleich auf Grundlage der sTOTEX ergibt.[140] Soweit in den Stellungnahmen die Befürchtung geäußert wird, dass durch die Modifikation der Bestabrechnung auf methodischen Zufälligkeiten basierende Anreize gesetzt würden, die nachteilige Auswirkungen auf Investitionsfähigkeit, Transformation und

[138] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.
[139] Vgl. Kurzgutachten Frontier Economics, S. 20.
[140] Vgl. Kurzgutachten Frontier Economics, S. 20.

Versorgungssicherheit hätten, so wird diese Wirkung nach Auffassung der Beschlusskammer nicht bzw. nicht in relevantem Umfang eintreten. Gleichwohl hat die Beschlusskammer diesen Aspekt im Rahmen ihrer Entscheidungsfindung miteinbezogen. Im Ergebnis sieht die Beschlusskammer die aufgezeigten Gründe, die für die Einführung der modifizierten Bestabrechnung in der BoMo-Ausprägung sprechen, insbesondere vor dem Hintergrund der langen Lebensdauer von ineffizienten Strukturen als weit gewichtiger an, als die Befürchtung, dass dadurch nicht intendierte Nebeneffekte auf Investitionsanreize ausgelöst würden. Dabei spielt die Berücksichtigung von durch die RAMEN-Festlegung vorgesehenen Instrumenten wie dem Kapitalkostenaufschlag, dem Zuschlag für Forschung und Entwicklung sowie insbesondere der Qualitätsregulierung eine wesentliche Rolle (siehe zur Qualitätsregulierung ausführlicher unten). Weiterhin ist auch die Steigerung der Investitionsanreize durch die Verbesserung der Modalitäten bei der Ermittlung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung hervorzuheben. Zudem wurde der Mindesteffizienzwert angehoben.

540 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. Eine weitergehende Evaluierung nach der fünften Regulierungsperiode ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht angebracht. Die Entscheidung fußt bereits auf der Evaluierung auf Basis der Daten der vierten Regulierungsperiode (siehe hierzu Abschnitt II.23., „Gesamtabwägung“). In dem teilweise im Rahmen der Konsultation vorgetragenen Anwurf, dass die von der Bundesnetzagentur verwendeten Szenariorechnungen zur Begründung der Modifikation der Bestabrechnung ungeeignet seien, kann die Beschlusskammer keine fundierte Kritik erkennen. Denn die vorgebrachte Kritik besteht im Kern darin, dass die Bundesnetzagentur lediglich Offensichtliches aufzeige. Auch wenn das zutreffen sollte, ist deshalb die daraus gezogene Schlussfolgerung, dass eine Nachjustierung der Regelungen angezeigt ist, nicht falsch. Bei der Modifizierung der Regelungen hat sich die Beschlusskammer für eine modifizierte Bestabrechnung in der BoMo-Ausprägung entschlossen, um ein Gegengewicht zu den sich unterproportional in den Effizienzwertverringerungen niederschlagenden Kostenerhöhungen zu schaffen. Die

ebenfalls vorgebrachte Kritik, dass die gewählte Durchschnittsbildung ungeeignet sei, da individuelle Besonderheiten nicht berücksichtigt würden, geht ins Leere. Denn bei diesen individuellen Besonderheiten handelt es sich um die unterschiedlichen Unternehmensstrategien, die sich durch die bisherige „Best-of-Four"-Abrechnung bisher zu positiv in den individuellen Effizienzvorgaben niedergeschlagen haben.

541 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.

542 Bei der Entscheidung über die Abrechnungsmethode bewegt sich die Beschlusskammer im Spannungsfeld zwischen dem Setzen von Effizienzanreizen (vgl. Art. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO) 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 (siehe hierzu Abschnitt II.6. zur Durchführung des Effizienzvergleichs, Tenorziffer 2). Dabei ist wiederum klarzustellen, dass diese Vorgabe nicht dahingehend zu verstehen ist, dass eine Effizienz von 100 Prozent erreicht werden muss, sondern dass die jeweilige individuelle Effizienzvorgabe erreicht und übertroffen werden kann. Die modifizierte Bestabrechnung dient zugleich 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.

543 In Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde diesbezüglich vorgetragen, aus Art. 18 Abs. 2 Strom-VO folge, dass der Effizienzvergleich auf Basis der TOTEX und der sTOTEX durchzuführen sei, um die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber im Hinblick auf ein unterschiedliches Alter des Anlagevermögens und der unterschiedlichen Abschreibungsmethoden sicherzustellen, und dass daher weiterhin eine Bestabrechnung über die beiden Kostenbasen durchzuführen sei. 18 Abs. 2 Strom-VO legt jedoch lediglich allgemein fest, dass die Tarifmethoden u. a. angemessene Anreize zur Effizienzsteigerung vorsehen sollen und effiziente Investitionen unterstützen sollen. Angemessene Anreize zu Effizienzsteigerungen werden bereits durch den Effizienzvergleich selbst gesetzt. Zudem wird der Forderung nach der strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber im Hinblick auf das Alter des Anlagevermögens und die unterschiedlichen Abschreibungsdauern, wie bereits zu Tenorziffer 11 erläutert, durch die Zugrundelegung sowohl der TOTEX als auch der sTOTEX Rechnung getragen. Die Notwendigkeit einer Best-of-Four-Abrechnung folgt daraus jedoch nicht. Die unionsrechtlichen Vorgaben zu den Tarifmethoden müssen zudem nicht durch die Methoden des Effizienzvergleichs allein, sondern durch das Gesamtkonzept des Regulierungssystems erfüllt sein. So wird die Vorgabe der Unterstützung effizienter Investitionen durch die Tarifmethoden auch durch andere in der RAMEN-Festlegung vorgesehene Instrumente wie den Kapitalkostenaufschlag, das Qualitätselement und den Zuschlag für Forschung und Entwicklung erfüllt. Das Kurzgutachten zur Evaluation der Bestabrechnung hebt in diesem Zusammenhang insbesondere die Rolle der Qualitätsregulierung hervor, die potenziellen, nicht intendierten Nebeneffekten auf Investitionsanreize, die bei der Einführung von BoMo auftreten könnten, entgegenwirke.[141] Dazu ist festzuhalten, dass nach § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Ermittlung und zur näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben treffen kann. Die Bundesnetzagentur wird von dieser Ermächtigung Gebrauch machen. Ein einschlägiges Verfahren zur Methodenregulierung und zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung, in der

[141] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

neben der Netzzuverlässigkeit auch die Netzleistungsfähigkeit in Form der Energiewendekompetenz und der Digitalisierung der Netze berücksichtigt werden soll, ist eingeleitet. Workshops haben bereits stattgefunden; die notwendige Erhebung von Datengrundlagen wurde initial durchgeführt; sie hat die Erarbeitung von Vorschlägen eines wissenschaftlichen Gutachters ermöglicht, die in weiten Teilen von der Großen Beschlusskammer als überzeugend betrachtet und deshalb in einem zur Konsultation zu stellenden Festlegungsentwurf enthalten sein werden.

544 Eine Fortführung der Best-of-Four-Abrechnung ist neben den vorgenannten Gründen auch nicht deshalb zwingend, da diese in der Methodenfestlegung für den Effizienzvergleich Gas als eine Variante vorgesehen ist. Denn die Situation im Gasbereich stellt sich aufgrund des zunehmenden Auseinanderlaufens der Kosten der Netzbetreiber im Zuge der Gasnetztransformation anders dar als im Strombereich. Dieser Effekt kann ggf. durch die Best-of-Four-Abrechnung unter gleichwertiger Berücksichtigung der standardisierten und nicht standardisierten Kosten besser abgebildet werden als im Rahmen der modifizierten Bestabrechnung. Zur Argumentation im Einzelnen wird auf die Begründung zu Tenorziffer 12 der Methodenfestlegung Effizienzvergleich Gas (Az.: GBK-25-02-2#1) verwiesen. Im Strombereich ist ein derartiges Auseinanderlaufen der Kosten nicht zu erwarten. So wird sich zukünftig der Unterschied zwischen den TOTEX und sTOTEX im Strombereich vornehmlich nur noch aus der Altersstruktur ergeben, da die Bedeutung unterschiedlicher Abschreibungspraktiken durch die Einführung fixer Nutzungsdauern für Neuinvestitionen ab 2029 und das „Einfrieren“ der Nutzungsdauern auf den Stand 31.12.2028 abnehmen wird. Weiterhin ist bei einem Vergleich der Situation im Strombereich mit der im Gasbereich zu berücksichtigen, dass im Strombereich vor dem Hintergrund der im Rahmen der Energiewende hohen Investitionen zum einen die TOTEX als auch die sTOTEX steigen und die mit Erweiterungsinvestitionen verbundenen Strukturparameter berücksichtigt werden. Die geringen Unterschiede in den Effizienzwertwerten der vierten Regulierungsperiode zwischen BoMo und Bo4 weisen darauf hin, dass der Einfluss unterschiedlicher Investitionszyklen auf die Effizienzwerte der regulierten Unternehmen zumindest in der Vergangenheit eher

gering war,[142] insofern ist für die Zukunft nicht zu erwarten, dass eine gravierende Abweichung zwischen den Effizienzwerten auftreten wird. Im Gasbereich hingegen, der sich immer mehr hin zu einem Abbaubetrieb entwickeln wird, steigen durch die Änderung der Abschreibungspraktiken gemäß der Festlegung KANU 2.0 in der ersten Phase nur die TOTEX, ohne dass die Strukturparameter davon berührt werden. In der Folgephase schließlich sinken im Gasbereich die TOTEX früher oder später voraussichtlich dauerhaft und gegebenenfalls auch – wenn die Neuinvestitionen stark zurückgefahren werden - deutlich unter die sTOTEX und tendenziell gehen auch die Strukturdaten zurück. Hier könnte dann die Situation eintreten, dass die gemäß Kurzgutachten zu berücksichtigende Bedingung, dass die Ermittlung der Effizienzvorgabe in konsistenter Weise zur Kostenbasis erfolgt, die auf TOTEX basiert,[143] nicht mehr vollständig erfüllt sein könnte. Insofern unterscheidet sich die Konstellation im Strombereich grundlegend vom Gasbereich. Die Beschlusskammer hält daher aufgrund dessen und der oben genannten Erwägungen, die grundsätzlich für eine Modifikation der Bestabrechnung sprechen, ein mögliches Auseinanderlaufen des Effizienzvergleichs der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber an dieser Stelle für gerechtfertigt.

17. Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13)

17.1. Durchführung der Ausreißeranalysen

545 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.

546 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.

[142] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 18.
[143] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

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

548 Demzufolge werden die als Ausreißer ermittelten 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.

549 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.

550 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.

17.2. DEA-Ausreißeranalysen (Tenorziffer 13.2)

551 Nach Tenorziffer 13.2 Satz 1 ist bei der DEA zuerst eine Dominanzanalyse und darauf aufbauend gemäß Satz 2 eine Supereffizienzanalyse durchzuführen. Die Dominanzanalyse dient als initiale Ausreißerprüfung: Sie identifiziert Unternehmen, die die DEA-Effizienzgrenze statistisch signifikant dominieren bzw. das berechnete Effizienzniveau verzerren, und entfernt diese als naheliegende bzw. offensichtliche Ausreißer, bevor eine nachgelagerte Supereffizienzanalyse als zweite Ausreißerprüfung subtilere bzw. weniger offensichtliche Ausreißer erkennt. Durch dieses gewählte zweistufige Vorgehen werden unterschiedliche Arten potenzieller Ausreißer getrennt adressiert und die Robustheit der Effizienzschätzung erhöht. Auch der Bundesgerichtshof sieht die in den verschiedenen Stufen durchgeführte Ausreißeranalyse grundsätzlich als ein geeignetes Mittel, um zu verhindern, dass das Gesamtergebnis des Effizienzvergleichs durch einzelne Extremwerte unangemessen

beeinflusst wird.[144] 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. Aus Sicht der Beschlusskammer stellt die in verschiedenen Stufen durchgeführte Ausreißeranalyse grundsätzlich ein geeignetes Mittel dar, um zu verhindern, dass das Gesamtergebnis durch einzelne Extremwerte unangemessen beeinflusst wird. 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. Entgegen der Forderung einiger Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wird hier keine verbindliche Festlegung auf die Ausgestaltung des Dominanztests erfolgen. Die Ausgestaltung des Dominanztests soll im Rahmen der konkreten Durchführung des Effizienzvergleichs für die jeweilige Regulierungsperiode in der Festlegung der Erlösobergrenzen bewertet werden. Die u. a. geforderte Ausgestaltung des Dominanztests als Bootstrap-Test wurde bisher aus methodischen Gründen von der wissenschaftlichen Unterstützung der Bundesnetzagentur abgelehnt.[145]

552 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 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes. Die oftmals in den Stellungnahmen zum

[144] Vgl. BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 - EnVR 53/16 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 54/17 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 43/16 Rn. 31 ff.,
[145] Siehe Swiss Economics (2019): „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3)“, Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVS3], S. 78f.

Festlegungsentwurf geforderte iterativ durchzuführende Supereffizienzanalyse entspricht einer möglichen Modifikation der Ausreißeranalyse gemäß Tenorziffer 13.4. Es ist allerdings dann zwischen dem möglichen Aufdecken bislang verborgener Ausreißer durch wiederholtes Entfernen als auffällig eingestufter Unternehmen und dem Risiko eines übermäßigen ‚Peelings' der Datenbasis abzuwägen, bei dem auch legitime Best-Practice-Netzbetreiber fälschlich ausgeschlossen werden könnten. Entgegen der Forderung einiger Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf soll kein fester Grenzwert verwendet werden. Der hier angewandte relative Grenzwert[146] entspricht dem wissenschaftlichen Standard zur Ausreißererkennung. Ein fester Grenzwert ist zwangsläufig beliebig gewählt, muss jedes Mal neu begründet werden und ist rechtlich leichter angreifbar, weil er ohne objektive Datenbasis gesetzt wird. Der relative Grenzwert richtet sich dagegen nach der tatsächlichen Verteilung der Effizienzwerte. Dadurch wird verhindert, dass zu viele Netzbetreiber als Ausreißer gelten (wenn ein fester Grenzwert zu streng ist) oder dass echte Extremwerte unerkannt bleiben (wenn ein fester Grenzwert zu großzügig ist). Zudem wird der relative Grenzwert aus den mittleren 50 Prozent der Daten berechnet und ist damit robust gegenüber einzelnen Extremwerten, die den Schwellenwert nicht künstlich „hochziehen" können. Weiterhin bleibt der relative Grenzwert auch bei Änderungen der Datengrundlage, Modellweiterentwicklungen oder unterschiedlichen Modellansätzen stabil und vergleichbar. Die in den Stellungnahmen angesprochenen Modellunsicherheiten sollten z. B. durch Sensitivitätsanalysen oder alternative Spezifikationen adressiert werden – nicht durch einen willkürlichen festen Grenzwert, der methodisch nicht fundiert ist und Modellprobleme nicht löst.

553 Für die ermittelten Ausreißer im Rahmen der Dominanz- und Supereffizienzanalyse wird gemäß Satz 3 ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt.

[146] Vgl. Tukey, J. W. (1977). Exploratory Data Analysis. Addison-Wesley; McGill, R., Tukey, J. W., & Larsen, W. A. (1978). Variations of Box Plots. The American Statistician, 32(1), 12–16.

554 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)

555 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. Für parametrische Verfahren können zur Erkennung einflussreicher Beobachtungen anerkannte Diagnostikverfahren aus der Regressionsanalyse – insbesondere Cook's Distance – herangezogen werden.[147] Das Konzept der Cook's Distance ist zudem intuitiv nachvollziehbar und findet in der europäischen Regulierungspraxis Anwendung.[148] Die oftmals in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf geforderte Erweiterung der SFA-Ausreißeranalyse, bei der die Ausreißer auch über den Einfluss auf die Effizienzwerte identifiziert werden, entspricht einer möglichen Modifikation der Ausreißeranalyse gemäß Tenorziffer 13.4. In Satz 3 ist geregelt, wie der Effizienzwert für die im Rahmen der SFA-Ausreißeranalyse ermittelten Ausreißer festgelegt werden soll. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diejenigen Unternehmen, die in der SFA als Ausreißer identifiziert werden, im DEA-Effizienzvergleich nicht zwingend einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten. Denn die Funktionsweise und Interpretation der Methoden zur Ausreißeridentifikation ist sehr unterschiedlich. Wie unter Abschnitt II.17.2. erläutert, besitzen Unternehmen, die als Ausreißer identifiziert werden, in der DEA grundsätzlich immer eine Effizienz von 100 Prozent. Die SFA-Ausreißeranalyse

[147] Siehe Cook, R. D. (1977): „Detection of influential observation in linear regression", Technometrics, 19(1), 15–18 oder Weisberg, S. (2005): „Applied Linear Regression", 3rd ed. Hoboken, NJ: Wiley, Kap. 9.5 „Measures of Influence", S. 182–186.
[148] Siehe E-Control (2023): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2024 - 31. Dezember 2028, 31. Oktober 2023.

mittels Cook's Distance beurteilt jedoch lediglich den Einfluss, den ein Unternehmen auf eine zu schätzende Regressionsgerade besitzt. Bei einem außergewöhnlichen hohen Einfluss auf die Lage der Regressionsgerade wird ein Unternehmen als Ausreißer identifiziert. Dabei kann ein Ausreißer höhere, aber auch niedrigere Kosten als ein anderer Netzbetreiber bei vergleichbarer Versorgungsaufgabe aufweisen. D. h. bei der SFA gibt es Ausreißer nach „oben“ und „unten“. Für die ermittelten Ausreißer im Rahmen dieser Ausreißeranalyse wird daher 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)

556 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. Dies entspricht auch den Forderungen in manchen Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf, dass die Kriterien zur Aussortierung von Ausreißern in der Zukunft eventuell anzupassen seien. 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)

557 Tenorziffer 14 sieht – wie vormals § 12 Abs. 4 ARegV – einen Mindesteffizienzwert vor. In der Konsultationsfassung hatte die Beschlusskammer einen gleichbleibenden Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent der Gesamtkosten nach Abzug der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, vorgesehen. 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. In der Konsultation der

vorliegenden Methodenfestlegung wurde überwiegend eine Überprüfung bzw. Anhebung des Mindesteffizienzwertes gefordert.

558 Die Beschlusskammer hat die Stellungnahmen gewürdigt. Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der bisherigen Effizienzvergleiche und der gesamten Änderungen des Regulierungsrahmens hat sich die Beschlusskammer entschieden, der Branche entgegen zu kommen und hebt den Mindesteffizienzwert auf 70 Prozent an. In der Gesamtbetrachtung erscheint dies angemessen, um bei gleichzeitigem Wegfall der Skalierung, der Umstellung auf eine modifizierte Bestabrechnung sowie dem notwendigen dreijährigen Abbaupfad, das Sicherungsinstrumentarium zur Robustheit des Effizienzvergleichs noch einmal zu stärken. Darüber hinaus würden Netzbetreiber im Wertebereich zwischen 60 und 70 Prozent ohnehin vorhersehbar Härtefallanträge stellen. Daher ist die Anhebung der Mindesteffizienz auch ein Beitrag zur Entbürokratisierung.

559 Zugleich bestimmt der Mindesteffizienzwert allerdings auch den Wert für solche Netzbetreiber, die ihren Mitteilungspflichten bei der Erhebung der für den Effizienzvergleich notwendigen Daten nicht nachkommen. Daher ist lediglich eine maßvolle Anhebung gerechtfertigt.

560 Der Mindesteffizienzwert 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 (vgl. Abschnitt II.6. zur Durchführung des Effizienzvergleichs, Tenorziffer 2). Dieses Sicherungsinstrument wird gestärkt durch die deutliche Anhebung von 10 Prozentpunkten.

561 Die Beschlusskammer hält die Höhe des Mindesteffizienzwertes von 70 Prozent 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. 18 Abs. 1UAbs. 1 Satz 1 Strom-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 Anhebung des Mindesteffizienzwerts auf 70 Prozent sachgerecht und verhältnismäßig. Ein Abbau von Ineffizienzen in Höhe von maximal 30 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 zu weitgehende Effizienzvorgaben dienen, darf der Mindesteffizienzwert nicht so hoch angesetzt werden, dass sein Eingreifen zu einer ungerechtfertigten 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 zu verlangendes Mindestmaß an Effizienz erlangt. Anders als in einigen Stellungnahmen vorgetragen, ist das errechnete Effizienzniveau nicht sehr niedrig. Vielmehr beträgt die Durchschnittseffizienz in der vierten Regulierungsperiode ohne Skalierung im Strombereich 94,8 Prozent und im Gasbereich 93,1 Prozent. Neu hinzukommende Netzbetreiber erhalten durch die Erhöhung des Mindesteffizienzwertes eine weitere Absicherung. Dies entspricht auch weiterhin 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 weitergehende Erhöhung des Mindesteffizienzwertes ist vor diesem Hintergrund nicht erforderlich. Soweit vorgetragen wird, dass aufgrund der Effizienzanstrengungen der letzten Jahre ein Netzbetreiber nicht in der Lage sei, weitere Effizienzanstrengungen zu heben, so wird verkannt, dass es ein relativer Vergleich ist, der immer wieder neu angestellt wird. Effizienz ist kein einmalig erreichter Status. Im wettbewerblichen Bereich gibt es einige Beispiele auch großer und bekannter Unternehmen, die in ihren Branchen führend im Hinblick auf Technologie und Effizienz waren und diese Position durch Fortschritte der Wettbewerber wieder verloren haben. Dieser permanente Prozess der Effizienzsteigerung muss als Anforderung gerade auch an die Unternehmen des natürlichen Monopols im

Netzbereich gestellt werden. In welchen Bereichen der jeweilige Netzbetreiber seine Ineffizienzen abbaut, wird nicht vorgegeben. Dies entspricht der Wettbewerbsanalogie.

562 Der Effizienzwert von 70 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 der Erkenntnisse aus vorangegangenen Regulierungsperioden wird ein Mindesteffizienzwert gewählt, der für den Fall der fehlenden Mitwirkung eine Sanktionswirkung entfaltet. Dieses Instrument tritt neben die Befugnisse zur Verhängung von Zwangsgeldern nach § 94 EnWG sowie Bußgeldern nach § 95 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) EnWG. Es ist eine weiterhin erforderliche letzte Auffangmöglichkeit, um den Prozess des Effizienzvergleichs im vorgegebenen Zeitrahmen durchführen zu können.

19. Effizienzwert (Tenorziffer 15)

19.1. Ermittlung der Effizienzwerte

563 Tenorziffer 15 trifft Vorgaben zur Ermittlung der Effizienzwerte.

564 Dabei ist gemäß Satz 1 vorgesehen, dass in der DEA die Netzbetreiber, die auf der Effizienzgrenze liegen, einen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent zugewiesen erhalten. In der DEA werden Unternehmen, die die Effizienzgrenze aufspannen, definitionsgemäß mit einem Effizienzwert von 100 Prozent bewertet. Diese Bewertung ergibt sich unmittelbar aus der mathematischen Struktur der Methode und wird als solche nicht in Frage gestellt.

565 Zugleich beschreibt die DEA jedoch nur die relative Effizienz, also Effizienz im Verhältnis zu den besten beobachteten Netzbetreibern innerhalb der Vergleichsgruppe. Sie erlaubt keine Aussage über eine absolute Effizienz im Sinne eines vollständig optimierten oder nicht mehr verbesserungsfähigen Produktionsprozesses. Vor diesem Hintergrund ist die Interpretation der 100 Prozent als Ausdruck vollständiger Effizienz eine bewusste normative Setzung im Regulierungsrahmen zu Gunsten der Netzbetreiber. Sie dient der praktischen Handhabung und der Akzeptanz

des Vergleichs, obwohl auch Netzbetreiber auf der Effizienzgrenze noch weiteres Verbesserungspotenzial aufweisen können.

566 Es ist daher vertretbar, am Konzept der relativen Effizienz festzuhalten und die in der DEA auf der Effizienzgrenze liegenden Netzbetreiber weiterhin mit einem Effizienzwert von 100 Prozent zu bewerten. Eine zusätzliche Skalierung, wie sie etwa bei parametrischen Verfahren wie der SFA gefordert wird, ist daher nicht notwendig. Die DEA vermeidet daher auch von vornherein die Gefahr von Verzerrungen für die übrigen, weniger effizienten Netzbetreiber, die bei der SFA im Falle von Skalierungen auftreten können.

567 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 Umsetzung der bisherigen Regelung in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV in der vierten Regulierungsperiode nicht mehr vorgesehen. In den ersten Regulierungsperioden hat keine Skalierung stattgefunden. Dieses Vorgehen wurde zunächst auch nicht angegriffen. Es ist – entgegen der in der Branche nunmehr 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 ausdrücklich auf Grundlage des Wortlautes der Regelung in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV getroffen.[149] 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

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

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.[150] Die damalige Vorschrift in Anlage 3 zur ARegV lautete:

> „*Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert*."

568 Der Bundesgerichtshof hat sich darauf gestützt, dass die Bundesnetzagentur an diese ARegV-Vorgaben gebunden sei. Diese Bindung entfällt mit dem Übergang von der ARegV auf die vorliegende 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.

569 Vielmehr hat der Bundesgerichtshof ausgeführt, dass die in der Methodik der SFA liegende Besonderheit, dass die rechnerische Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 Prozent in der SFA aufgrund des methodenimmanenten Abzugs der Störtermkomponente selbst für den effizientesten Netzbetreiber ausgeschlossen ist, nicht in Abrede gestellt wird.[151] In der SFA werden keine 100 Prozent erreicht, weil ein Effizienzwert von 100 Prozent nur resultiert, wenn der Ineffizienzterm 0 ist. Die Wahrscheinlichkeit hierfür ist allerdings aufgrund der Stetigkeit der Verteilung ebenfalls 0.[152]

---

[150] Vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 37/21, Rn. 46.
[151] BGH, Beschluss vom 26.09.2023 – EnVR 37/21, Rn. 46.
[152] Vgl. Bogetoft and Otto, 2011: Benchmarking with DEA, SFA, and R, S. 225.

570 Die SFA hat bereits bei Strom und Gas einen erheblichen Niveaueffekt gegenüber der DEA, was primär auf die Berücksichtigung von Zufallsfehlern und die daraus resultierende weniger strikte „Bestrafung“ von Abweichungen zurückzuführen ist, d. h. in der SFA werden im Durchschnitt höhere Effizienzwerte als in der DEA generiert. Weiter beeinflusst die unterstellte Verteilung des Ineffizienzterms in der SFA die resultierenden Effizienzwerte. Eine unterstellte Exponentialverteilung des Ineffizienzterms kann zu höheren Effizienzwerten führen als beispielsweise eine Halbnormalverteilung. In den Effizienzvergleichen der zweiten und dritten Regulierungsperiode wurde mangels eindeutiger statistischer Zurückweisung zugunsten der Netzbetreiber eine Exponentialverteilung akzeptiert.[153]

571 Mit der Skalierung zu dem Zweck, den bzw. die nach Maßstäben der SFA „besten“ Netzbetreiber auf 100 Prozent zu heben, wäre eine weitere Anhebung der Effizienzwerte verbunden. Eine solche noch weitergehende Anhebung der Effizienzwerte würde zu einer nochmaligen Begünstigung führen, die methodisch nicht erforderlich ist. Im Gegenteil: Sie würde dazu führen, dass alle Unternehmen gleichermaßen einen höheren Wert ausweisen, obwohl das statistische Modell bereits ein konsistentes relatives Niveau liefert. Aus methodischer Sicht verändert eine solche Anhebung die probabilistische Interpretation der SFA, nach der die Wahrscheinlichkeit eines exakt ineffizienzfreien Unternehmens praktisch null ist. Eine Skalierung der SFA wäre zudem eine Manipulation der Werte, indem die Wirkungsweise stetiger Verteilungen ignoriert würde.

572 In der Gesamtbetrachtung ist sie daher ungerechtfertigt.

573 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

[153] Siehe z. B. Frontier Economics, J. Müller-Kirchenbauer, M. Andor und C. F. Parmeter (2023): „Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode)”, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 17. Oktober 2023, S. 150 f.

Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Aus der Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt demgegenüber nicht, dass jeder Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent erreichen können muss. Ausführungen hierzu enthält Abschnitt II.6. zur Durchführung des Effizienzvergleichs (zu Tenorziffer 2). Gefordert wird die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgabe, nicht eines Effizienzwertes von 100 Prozent. Auch ein Effizienzwert etwa von 97 oder 98 Prozent ist eine erreichbare und übertreffbare Vorgabe. Ein Effizienzwert von 100 Prozent ist nur insofern von Wichtigkeit, als er zeigt, dass ein real existierender Netzbetreiber in der Lage ist, ein hohes Maß an Effizienz zu realisieren, das auch anderen Netzbetreibern möglich sein muss.[154] Die vorliegende Methodenfestlegung gewährleistet, dass Netzbetreiber über die DEA 100 Prozent erreichen können.

574 Es muss nicht, wie in der Konsultation gefordert, in jeder Methode ein Effizienzwert von 100 Prozent potenziell erreichbar sein. Hinsichtlich der grundsätzlichen Anwendung sind die Methoden gleichberechtigt und gleichgewichtet. In Bezug auf die Erreichbarkeit von 100 Prozent bestehen jedoch faktische Unterschiede. Das liegt an den systematischen Unterschieden der Methoden, die nicht ignoriert werden dürfen, will man die Methode nicht als solche in Frage stellen. Es handelt sich gerade nicht um ergebnisgleiche Methoden. Vielmehr werden beide Methoden methodisch korrekt angewandt. Das Rechenergebnis ist entscheidend. Dies entspricht auch dem Stand der Wissenschaft zur Durchführung einer SFA.[155] Es geht nicht darum, gezielt niedrigere Effizienzwerte zu erreichen, wie es in der Konsultation behauptet wurde. Auch soll die Methode der SFA nicht abgewertet werden. Eine Nachjustierung ist wissenschaftlich schlicht nicht vorgesehen. Die Aussage, die Nichtskalierung verletze den Stand der Wissenschaft, ist daher falsch; das Gegenteil ist richtig: Die Skalierung ist methodisch höchst fragwürdig. Die Skalierung diente unter Geltung der Anlage 3 zur ARegV

[154]Vgl. Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21a Rn. 56.
[155] Albrecht/Mallossek/Petermann in Holznagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Auflage 2019, § 12 ARegV Rn. 99 ff mit Hinweisen auf dieses Vorgehen bei Battese und Coelli (Prediction of firm-level technical efficiencies with a generalized frontier production function and panel data, Journal of Econometrics, 1988, S. 389) und Coelli (A Guide to Frontier 4.1: A Computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost function Estimation, CEPA Working Paper 96/07, 1996, S. 8).

lediglich dazu, das relativ effizienzteste Unternehmen auf 100 Prozent hochzurechnen, um dem Wortlaut der Anlage zur ARegV gerecht zu werden. Die Beibehaltung des rechnerischen Ergebnisses der SFA ohne eine Nachjustierung entspricht hingegen den Anforderungen des § 21a Abs. 2 EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden Festlegungen zur Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells treffen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

575 In einer Stellungnahme zum Festlegungsentwurf wird argumentiert, es sei nicht ausreichend, dass ein Effizienzwert von 100 Prozent noch mittels der DEA erreicht werden könne. Die DEA unterstelle eine strikt lineare Beziehung zwischen Aufwandsparametern und Outputparametern. Netzbetreiber könnten allein aufgrund dieser strikten Modellannahme mittels der DEA keinen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten, und zwar unabhängig davon, ob sie tatsächlich vollständig effizient seien. Falls die Stellungnahme unterstellt, dass eine lineare Kostenfunktion vorgegeben wird, kann dem entgegnet werden, dass die DEA keine einzelne lineare Produktions- oder Kostenfunktion wie eine Regression schätzt. Sie konstruiert aus den beobachteten Netzbetreibern eine stückweise lineare Effizienzgrenze, ohne eine feste funktionale Beziehung zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe vorzugeben. Falls mit der Aussage die DEA speziell unter Annahme konstanter Skalenerträge gemeint ist, gilt Folgendes: Die DEA mit konstanten Skalenerträgen unterstellt in der Tat, dass sich Kosten und Versorgungsaufgabe proportional verhalten. Hierbei können auch technisch effiziente Netzbetreiber einen Effizienzwert von unter 100 Prozent erhalten, wenn Ineffizienzen aufgrund der Unternehmensgröße bestehen. Die Beschlusskammer hat sich für die Verwendung konstanter Skalenerträge bei der Durchführung der DEA entschieden. Es sollen sich die Ineffizienzen aufgrund der Unternehmensgröße im Effizienzwert niederschlagen, damit diese abgebaut werden können. Es ist somit nicht die technische Effizienz, sondern die Gesamteffizienz der Netzbetreiber relevant. Netzbetreiber, die keine technische Ineffizienz und keine Ineffizienzen aufgrund der Unternehmensgröße aufweisen, erhalten hierbei einen Effizienzwert von 100 Prozent.

576 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.

577 Auch aus dem Unionsrecht folgen keine anderen Vorgaben. In Art. 18 Abs. 2 lit. a) Strom-VO 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. Im Übrigen wird auf die Ausführungen zur Gewährleistung der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (Abschnitt II.6. zur Durchführung des Effizienzvergleichs, Tenorziffer 2) verwiesen.

578 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 angehobene 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 – wie eingangs erläutert – 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 ebenso wie die Interessen der Netzbetreiber zu beachten sind.

579 Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass ein Netzgeschäft durch die Nichterreichbarkeit von 100 Prozent in der SFA nicht auskömmlich zu betreiben sei, ist dies nicht nachvollziehbar. Das Argument greift bereits nicht für jene Netzbetreiber, die ihren Effizienzwert aus der DEA erhalten. Für Netzbetreiber mit sehr hohen Effizienzwerten ist eine rechnerische Anhebung von beispielsweise 97 Prozent auf 100 Prozent weder methodisch erforderlich noch durch die vorgelegten Argumente belegt. Für weniger effiziente Netzbetreiber kann eine Skalierung, die allein zu einer Verringerung der ausgewiesenen Ineffizienz führt, nicht im Interesse der Netznutzer liegen und widerspräche dem Ziel der Anreizregulierung, tatsächliche Effizienzsteigerungen zu fördern. Die Lösung für Netzbetreiber mit niedrigen Effizienzwerten kann nur darin bestehen, effizienter zu werden und nicht darin, künstlich die Effizienzwerte zu erhöhen.

580 Darüber hinaus gilt auch hier: Auf Ebene der Methodenfestlegung kann, ebenso wie bislang in der ARegV, keine unternehmensindividuelle Prüfung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben erfolgen. Vielmehr können die Grenzen dieser Vorgaben lediglich abstrakt-generell bei der Ausgestaltung der methodischen Grundlagen der Effizienzwertermittlung berücksichtigt werden. Die individuelle Situation des jeweils betroffenen Netzbetreibers kann erst im Zuge der Anhörung bei der jeweiligen Festlegung der individuellen Erlösobergrenze berücksichtigt werden. In der vorliegenden Methodenfestlegung sind bereits verschiedene Sicherungsmechanismen angelegt. Für den Einzelfall ist zusätzlich auf die Härtefallregelung in Tenorziffer 13 der RAMEN-Festlegung zu verweisen.

581 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 10.2 der RAMEN-Festlegung sowie Tenorziffer 18 dieser Festlegung und *EW* dem gemäß Tenorziffer 10.1 bzw. dieser Festlegung ermittelten und ggf. gemäß Tenorziffer 10.4 der RAMEN-Festlegung und Tenorziffer 16 dieser Festlegung bereinigten Effizienzwert entspricht.

582 Satz 4 sieht vor, dass die Ermittlung der Effizienzwerte unter Einbeziehung aller Netzebenen erfolgt und dass keine Teileffizienzwerte für diese zu ermitteln sind.

19.2. Nichtverankerung eines Effizienzbonus

583 Entgegen der bisherigen Regelung in § 12a ARegV wird ein Effizienzbonus nicht mehr vorgesehen. Tenorziffer 10.3 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 Effizienzvergleichs und der Effizienzvorgaben getroffen.

584 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 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.[156] Zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre ist es jedoch nie gekommen. Auch nach der Festlegung RAMEN wird es dazu nicht kommen.

585 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.

586 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 Sachstandspapier und auch zum Festlegungsentwurf zum Teil vorgetragen wurde, 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 Effizienzbonus ein zusätzlicher Anreiz zu setzen wäre, um die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gemäß § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG sicherzustellen, da andernfalls das Anreizsystem erheblich geschwächt würde, 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

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

ändernden Anforderungen. Effizienz muss ständig neu errungen werden, so dass auch Veränderungen in den Effizienzführern und in den individuellen Effizienzwerten nicht überraschend wären: Vor diesem Hintergrund erscheint eine zusätzliche Beanreizung von Effizienzsteigerungen, die lediglich auf die effizientesten Netzbetreiber abstellt, kontraintuitiv. Auch ist die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben bereits durch die Gesamtkonzeption des Effizienzvergleichs sichergestellt. Denn daraus, dass lediglich ein relativer Effizienzvergleich bestehender Unternehmen stattfindet, folgt, dass sogar das zum Zeitpunkt der Effizienzmessung effiziente Frontier-Unternehmen seine Effizienz (absolut) noch steigern kann, sodass die Vorgaben des Effizienzvergleichs auch prinzipiell übertreffbar sind.[157] Zudem muss die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben lediglich sichergestellt, nicht aber zusätzlich beanreizt werden.

587 Auch ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass die Möglichkeit, über die Dauer einer mehrjährigen Regulierungsperiode Zusatzerlöse zu generieren, anders als die Auszahlung eines Effizienzbonus, einen echten, größeren Anreiz für alle – effiziente wie nicht vollständig effiziente – Netzbetreiber setzt. Die Netzbetreiber haben es auf diesem Weg selbst in der Hand, durch Zusatzerlöse ihre Effizienzvorgaben zu übertreffen. Dieser Anreiz ist bei einer zunächst fünf- und zukünftig ggf. dreijährigen Regulierungsperiode hinreichend gegeben. Dabei folgt daraus, dass der Effizienzbonus anlässlich einer Überlegung der Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre eingeführt, aber nach Aufgabe dieses Ansatzes beibehalten wurde, nicht, dass dieser bei der nunmehr geplanten Verkürzung auf drei Jahre beibehalten werden müsse. Denn eine dreijährige Regulierungsperiode bietet aus Sicht der Beschlusskammer weiterhin hinreichende Möglichkeiten, Zusatzgewinne zu erzielen. Es stellt auch keinen Widerspruch dar, dass in der RAMEN-Festlegung die Möglichkeit eines Effizienzbonus angelegt wurde und die Beschlusskammer sich nunmehr in der Methodenfestlegung unter Berufung auf die (in der RAMEN-Festlegung geregelte) dreijährige Regulierungsperiode gegen einen Effizienzbonus ausspricht. Denn das neue Regulierungssystem ist gerade so konzipiert, dass in der RAMEN-Festlegung zwar

[157] Bourwieg/Hellermann/Hermes/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21a Rn. 56.

bereits das „Grundgerüst“ des Effizienzvergleichs angelegt ist, jedoch letztlich erst im Gesamtgefüge der Methodenfestlegung für den Effizienzvergleich entschieden werden soll, ob einzelne Mechanismen wie der Effizienzbonus tatsächlich aufgenommen werden sollen.

588 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)

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

590 Die Regelung zur Abbildung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch Bereinigung des Effizienzwerts ist bereits in Tenorziffer 10.4 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.

591 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 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.[158]

592 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.[159]

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

594 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.

595 Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt in Betracht, soweit die geltend gemachte Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nicht hinreichend berücksichtigt wurde. Eine hinreichende Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe erfolgt bei Umständen, die bereits durch die für den Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden.

---

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

596 Bei den geltend gemachten Besonderheiten der Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach Tenorziffer 6.1 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.[160]

597 In der Konsultation wurde vorgetragen, dass die Erheblichkeitsschwelle deutlich zu reduzieren sei. Dies sei sinnvoll, um den Transformationsprozess nicht ungebührlich zu behindern, die Netzbetreiber mit besonderen Strukturen zu unterstützen und den Netzbetreibern Planungssicherheit zu geben. Die wachsende Heterogenität sei zu berücksichtigen. Die Schwelle von fünf Prozent könne bisher und in Zukunft nur selten erreicht werden.

598 Mit der Novelle der ARegV im Jahr 2013 wurde die Erheblichkeitsschwelle von drei auf fünf Prozent angehoben. Begründet wurde dies vom Bundesrat damit, dass die Verwaltungspraxis gezeigt habe, der der bisherige Schwellenwert zu gering bemessen sei und zu einer zu weiten Ausdehnung des sachlichen Anwendungsbereichs der Norm führe. Es sei daher zur Wahrung des Ausnahmecharakters geboten, den Schwellenwert deutlich, auf mindestens fünf Prozent anzuheben.[161] Die Beschlusskammer behält diesen Wert von fünf Prozent bei. Es handelt sich weiterhin um eine Ausnahmeregelung. Dies ergibt sich bereits aus der Einstufung als Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Die Betrachtung der Heterogenität der Netzbetreiber erfolgt an anderer Stelle. Auch der fortschreitende Transformationsprozess führt nicht zu einer abweichenden Festlegung. Es gibt grundsätzlich bei jedem Netzbetreiber Besonderheiten der Versorgungsaufgabe, die teils kostenerhöhend, teils

[160] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 84.
[161] Bundesrat, Bundesrats-Drucksache 447/13 (Beschluss), S. 30 f.

kostenreduzierend wirken und sich deshalb häufig ausgleichen.[162] Es sollen nur solche Besonderheiten Berücksichtigung finden, die deutlich höhere Kosten zur Folge haben.[163] Sinn und Zweck der Regelung ist es, bei erheblichen Besonderheiten eine Ausnahmeregelung zu haben und den Effizienzwert bereinigen zu können. Nur in wirtschaftlich bedeutsamen Einzelfällen soll der Effizienzvergleich ergänzt werden.

599 Auch sind bei der Berechnung mögliche Synergieeffekte, die aufgrund der Besonderheit der Versorgungsaufgabe bei dem Netzbetreiber eintreten, zu berücksichtigen.[164]

600 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.[165] Erforderlich ist ein Nachweis der Mehrkosten, die gerade dadurch entstehen, dass die vorgetragene Besonderheit über dem Durchschnitt liegt. Maßgeblich ist insoweit die Kostensituation des betroffenen Netzbetreibers.

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

602 Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit verursacht werden.[166] 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

---

[162] Bundesrat, Bundesrats-Drucksache 417/07 (Beschluss), S. 11 f.
[163] Vgl. auch Bundesrat, Bundesrats-Drucksache 447/13 (Beschluss), S. 12.
[164] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 07.06.2016 – EnVR 1/15, Rn. 21.
[165] 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.
[166] Vgl. zu § 15 ARegV: BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 76 f.

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.

603 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.

604 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.[167] 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.

605 Es handelt sich ausschließlich um einen bereinigten Effizienzwert für den antragstellenden Netzbetreiber. Der Effizienzvergleich insgesamt bleibt unberührt. Er ist folglich nicht anzupassen oder neu durchzuführen.

606 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 (Satz 2), der bei der für die Festlegung der Erlösobergrenzen zuständigen 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

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

sind, in der Sphäre des Netzbetreibers liegen. Daher war auch bereits in § 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 von der Erlösobergrenzenfestlegung gerichtlich angegriffen werden. Zwar ist der entsprechenden Stellungnahme zuzugestehen, dass bei einem Beschwerdeverfahren gegen die Entscheidung zum bereinigten Effizienzwert auch der Vollzug der Erlösobergrenzenfestlegung beeinträchtigt ist. Dies bezieht sich aber gerade nur auf einen Teilbereich, nämlich dem Effizienzwert bzw. dem Abbaupfad. Hinsichtlich der übrigen Bestandteile der Erlösobergrenzenfestlegung kann für beide Seiten Rechtssicherheit aufgrund der eintretenden Bestandskraft erlangt werden.

607 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 70 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. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO, nur die Netzkosten anzuerkennen, die jenen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen.

21. Ermittlung der Ineffizienzen (Tenorziffer 17)

608 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. Entgegen des Vortrags in der Konsultation ist der Verweis auf Tenorziffer 15 und nicht auf Tenorziffer 12 korrekt, da letzterer allein die Abrechnungsmethode regelt.

609 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 multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der KA_{nEu}.

610 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.

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

612 Dem diesbezüglichen Vortrag der Branche, dass die Anwendung der Effizienzvorgabe auf Gesamtkosten (abzüglich KA_{nEu}) bzw. TOTEX zu Verzerrungen und nicht erreichbaren und nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führe und deshalb die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und auch auf volatile Kosten entfallen solle, kann nicht gefolgt werden. Sowohl die von der Branche begrüßte Ermittlung der Effizienzwerte auf Basis der Gesamtkosten als auch die in den Stellungnahmen kritisierte Anwendung der Effizienzvorgaben auf die Gesamtkosten reduziert eine mögliche Anreizverzerrung zwischen Betriebskosten und Kapitalkosten sowie volatilen Kosten und stellt die Maßnahmenneutralität der Regulierung sicher. Die Regulierung bezieht sich auf das gesamte Unternehmen und damit auf die gesamte Leistungserbringung. Es ist nicht Aufgabe des Regulierers, die Aktivitäten des Unternehmens im Einzelnen zu überprüfen oder dem Unternehmen Anreize zur Vornahme bestimmter Aktivitäten zu setzen. Die Anwendung eines Effizienzvergleichs nur auf die Betriebskosten stellt dabei keinen sinnvollen Ansatz dar, da dann für die Kapitalkosten überhaupt keine Effizienzanreize mehr gesetzt würden.

613 Es wäre nicht hinnehmbar, bei der Aufwendung von Kapitalkosten Effizienzüberlegungen zu unterlassen und anschließend mit dem Argument, an den einmal getätigten Investitionen in Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren etc. könne ja im Nachhinein nichts mehr geändert werden, auch noch die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs in Abrede zu stellen.

614 Folglich wird der Effizienzvergleich auch weiterhin auf Gesamtkostenbasis auch bei der Anwendung der Effizienzvorgaben erfolgen. Bei Anwendung der Effizienzvorgaben nur auf OPEX könnten Fehlanreize dahingehend entstehen, OPEX verstärkt über eine Änderung der Aktivierungsrichtlinien als Kapitalkosten einzustufen (z. B. bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das mit den Effizienzvorgaben belastete Volumen der OPEX zu reduzieren (weitergehend hierzu Abschnitt II.10.1. zu den Aufwandsparametern, Tenorziffer 6).

22. Individuelle Effizienzvorgabe (Tenorziffer 18)

615 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.

616 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.

617 Die Regelung beruht auf den Tenorziffern 4.3, 4.4, 4.5 und 10.2 der RAMEN-Festlegung. Die individuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode ist als Element „$X_{ind,t}$“ Bestandteil der Regulierungsformel, die in Tenorziffer 4 der RAMEN-Festlegung festgelegt wird. Gemäß Tenorziffer 4.5 der RAMEN-Festlegung gilt für diese

$$X_{ind,t} = V_t \times (1 - EW).$$

618 D. h. die individuelle Effizienzvorgabe bestimmt sich durch die Multiplikation des Verteilungsfaktors mit den ermittelten Ineffizienzen. Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor

wird auch in Tenorziffer 10.2 der RAMEN-Festlegung angelegt und ihre Ausgestaltung der Methodenfestlegung überlassen.

619 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.

620 Die Verkürzung ist auch europarechtlich begründet. Denn sie berücksichtigt die europarechtliche Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-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 sofortiger Abbau der Ineffizienzen 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 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. Die in der Konsultation vorgetragene Ansicht, die europarechtliche Argumentation sei verfehlt, da der Abbaupfad nicht zum tatsächlichen Ineffizienzabbau, sondern allein als Sicherungsmechanismus gegen Unsicherheiten der ermittelten Ineffizienzen diene, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Zwar stellt der Abbaupfad, wie aus § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG folgt, auch einen Sicherungsmechanismus zugunsten der Netzbetreiber dar. Aus diesem folgt jedoch auch, dass die individuelle Effizienzvorgabe tatsächlich erreichbar und übertreffbar sein muss, d. h. die Ineffizienzen auch tatsächlich abgebaut werden müssen. Dies ergibt sich auch daraus, dass die individuelle Effizienzvorgabe Teil der Regulierungsformel ist. Es

handelt sich beim dem Abbaupfad mithin zugleich um einen Umsetzungsmechanismus hinsichtlich der mittels des Effizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen.

621 Ob es zutrifft, dass man, wie einige Stellungnehmenden argumentieren, mit diesem Ansatz indirekt darlege, der nationale Gesetzgeber habe mit der bisherigen Regelung gegen das Unionsrecht verstoßen, ist unerheblich. Denn selbst wenn dies zuträfe, wäre dies jedenfalls kein geeignetes Argument, an einem unionsrechtswidrigen Zustand festzuhalten. Die Regelung in Art. 18 Strom-VO sieht nicht nur vor, dass die Entgelte die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers widerspiegeln müssen, sondern in Absatz 2 auch, dass die Tarifmethoden angemessene Anreize zur Effizienzsteigerung setzen müssen. Daraus folgt, dass auch die unionsrechtliche Regelung nicht abschließend einseitig zugunsten der Netznutzer verstanden werden kann. Die Beschlusskammer folgert daraus, wie die vorstehenden Ausführungen zeigen, vielmehr, dass sich aus dem scheinbaren Widerspruch zwischen Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO und § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG sowie Art. 18 Abs. 2 Strom-VO die Notwendigkeit einer Abwägung der widerstreitenden Interessen ergibt, die in einem dreijährigen Abbaupfad mündet. Aufgrund dessen kann Ergebnis der unionsrechtlichen Vorgabe auch nicht sein, dass, wie in der Konsultation von Verbraucherseite gefordert, gar kein Abbaupfad festgelegt wird, sondern eine Kürzung der Erlösobergrenzen um die Ineffizienzen unmittelbar zu Beginn der Regulierungsperiode erfolgen müsse.

622 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, oder aber auf 7,5 Jahre wie in Österreich, sachgerecht und verhältnismäßig. Dies entspricht auch der Ansicht des WAR, wonach die Verkürzung sinnvoll sei, um die im Rahmen der grünen Transformation angestrebte Elektrifizierung vieler Wirtschafts- und Lebensbereiche schneller voranzutreiben. So würden Kostensenkungen der Netzbetreiber auch den Kunden bei der Umsetzung ihrer Transformation helfen. 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. In den Stellungnahmen

zum Festlegungsentwurf wurde insoweit vorgetragen, dass eine Verkürzung des Abbaupfads zu Beginn der Anreizregulierung eher angemessen gewesen sei, weil noch Monopolrenditen und leicht zu erschließende Kostensenkungspotenziale bestanden hätten und es nunmehr schwieriger sei, Kostensenkungen herbeizuführen. Dies vermag nicht zu überzeugen. Zum einen ist es nicht überzeugend, eine sinnvolle und notwendige Beschleunigung des Abbaus von Ineffizienzen damit zu bestreiten, dass eine solche Beschleunigung in früheren Zeiten noch sinnvoller gewesen wäre. Zum anderen ist es gerade in Zeiten, in denen sich die Aufgaben der Netzbetreiber und deren Kosten nach deren eigenen Behauptungen stark ausweiten, von besonderer Bedeutung, Ineffizienzen früh zu erfassen und schnell wieder in effiziente Strukturen zurückzufinden. Daneben sei darauf hingewiesen: Wenn der Trend zu immer höheren Effizienzwerten anhalten sollte, würde sich damit auch der relative Effizienzdruck weiter verringern. Das sollte einen kürzeren Abbaupfad möglich machen.

623 Die Verlängerung des Abbaupfades ist auch nicht als weitere Absicherung gegen etwaige Unsicherheiten erforderlich: Eine Absicherung gegen Daten- oder Modellunsicherheiten bieten bereits die Mechanismen zur Datenkorrektur und die weiteren Sicherungsmechanismen. Etwaigen Unsicherheiten aufgrund zunehmender Heterogenität der Versorgungsaufgabe wird durch die Regelung in Tenorziffer 8.4 hinreichend begegnet.

624 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 so weit abgesenkt, dass er nicht mehr erreichbar wäre.

625 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

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 inwieweit 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. Diese Ausführungen stehen auch dem Vortrag in der Konsultation entgegen, dass es durch die Verkürzung des Abbaupfades keine Anreize für Effizienzsteigerungen mehr gebe und ein dauerhafter Effizienzdruck entstehe. Bei einem verkürzten Abbaupfad im Zusammenspiel mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode profitieren Unternehmen zwar kürzer von ihren Kostensenkungen. Andererseits erfolgen häufigere Kostenprüfungen, und es ergeben sich eine Reihe an Faktoren, die einen positiven Effizienzanreiz setzen. Denn ein beschleunigter Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern.

626 Soweit vorgetragen wird, dass der Abbau nur bei den CAPEX möglich sei, wird auf den Abschnitt II.10.1. zu Tenorziffer 6.1, „Aufwandsparameter“, verwiesen. Zudem geht das Argument, CAPEX seien nach Durchführung der Investition generell nicht mehr beeinflussbar, was zu einer übermäßigen Belastung der OPEX führe, ins Leere. Die Begrüßung eines WACC durch die Branche zeigt, dass schon bei den Finanzierungsstrukturen der CAPEX entsprechendes Optimierungspotenzial besteht. Auch bei den OPEX bestehen ineffiziente Kostenanteile.

627 Die Beschleunigung des Abbaus der Ineffizienzen ist auch systematisch sinnvoll, weil dadurch bereits im Basisjahr der sechsten Regulierungsperiode in der voraussichtlich 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. Ein Netzbetreiber wird immer bestrebt sein, seine tatsächlichen Kosten jedenfalls nicht oberhalb der kalkulatorischen Kosten anfallen zu lassen. Darüber hinaus wäre ein signifikantes Übersteigen der Kosten des Basisjahres über die effizienten Kosten der laufenden Regulierungsperiode ein Indiz für Besonderheiten des Basisjahres, denen es in der Kostenprüfung nachzugehen gilt. Das – voraussichtlich – einmalige Auseinanderlaufen von Abbaupfad und Regulierungsperiode führt zwar dazu, wie in den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf vorgetragen wurde, dass die Anreizwirkung des Budgetansatzes weniger hoch ist. Es handelt sich dabei jedoch lediglich um einen von mehreren Anreizen, der mit dem oben erläuterten Basisjahreffekt auch ungewollte Fehlanreize zur Folge hat. Die veränderte Wirkung des Budgetprinzips wird daher zu Gunsten der vorgenannten positiven Effekte des verkürzten Abbaupfades, wie insbesondere die Schwächung des Basisjahreffekts und die daraus resultierende steigende Belastbarkeit des Effizienzvergleichs insgesamt, in Kauf genommen, die die Nachteile überwiegen.

628 Die Beschlusskammer hält das – voraussichtlich – einmalige Auseinanderlaufen der Regulierungsperiode und des Abbaupfades in der fünften Regulierungsperiode in der Gesamtabwägung auch nicht für eine unverhältnismäßige Belastung der Netzbetreiber, sondern aus den vorgenannten Gründen für eine sinnvolle Anpassung, mit der stärkere Anreize aus dem Effizienzvergleich hervorgehen. Zudem wird der Abbaupfad auch nicht, wie in der Konsultation vorgetragen, in der sechsten Regulierungsperiode wieder gelockert. Vielmehr hat die Beschlusskammer eine einheitliche Verkürzung auf drei Jahre ab Geltung der Festlegung festgelegt, die unabhängig von der Dauer der Regulierungsperiode gelten soll.

629 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.[168] 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. Einer entsprechenden weiteren Härtefallregelung, wie sie in der Konsultation gefordert wurde, bedarf es nicht. Vielmehr wird diese Konstellation nunmehr über die allgemeine Härtefallregelung in Tenorziffer 13 der RAMEN-Festlegung abgebildet. 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.

630 Entgegen der in Stellungnahmen zum Sachstandspapier vorgetragenen Ansicht soll der Abbau der Ineffizienzen gleichmäßig über einen Zeitraum von drei Jahren 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.

631 In Stellungnahmen zum Sachstandspapier und zum Festlegungsentwurf wurde auch vorgetragen, die Verkürzung des Abbaupfades entziehe den Netzbetreibern die für den vorausschauenden Netzausbau und die Umsetzung der Energiewende erforderlichen

[168] BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 34 Rn. 111.

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 in der fünften Regulierungsperiode Rechnung getragen. Letzterer kommt gemäß der RAMEN-Festlegung nunmehr auch Teilnehmern am vereinfachten Verfahren zugute, sodass sich die diesbezüglichen in der Konsultation vorgetragenen Bedenken hinsichtlich einer besonderen Belastung dieser Netzbetreiber nicht realisieren werden. Wenn in der Konsultation darüber hinaus vorgetragen wurde, dass OPEX-Aufschlag und KKauf nicht zum Ausgleich der Verkürzung des Abbaupfades geeignet seien, da diese andere Zielrichtungen verfolgten, ist dem entgegenzuhalten, dass hier nicht ein Ausgleich im wörtlichen Sinne, sondern vielmehr im Sinne einer Ausgewogenheit in der ökonomischen Gesamtbetrachtung gemeint ist.

632 Es ist demgegenüber 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.

633 Es gilt das effizienzbasierte Budgetprinzip, wonach Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist. Eine rechnerische Effizienzvorgabe bereits im ersten Jahr einer Regulierungsperiode bleibt dabei genauso möglich wie die rechnerische Vorgabe eines vollständigen Abbaus der Ineffizienzen spätestens im letzten Jahr der Regulierungsperiode.

634 Die mit der vorliegenden Festlegung bestimmte Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre ist die konsequente Weiterführung der durch die Anreizregulierung angestrebten Wettbewerbssimulation. Nach knapp 20 Jahren praktizierter Anreizregulierung und der damit bei allen Akteuren eingetretenen Lerneffekte ist eine Neujustierung des Umsetzungszeitraumes zur Realisierung der Effizienzvorgaben geboten. Dabei ist auch

zu berücksichtigen, dass im Vergleich zu Unternehmen, die sich auf wettbewerblich organisierten Märkten unter einem zum Teil erheblichen Konkurrenzdruck behaupten müssen, der in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat, der vorliegend zugestandene Zeitraum für den Abbau der Ineffizienzen inklusive dessen Staffelung für Netzbetreiber in ihrer Eigenschaft als natürliche Monopolisten nach Auffassung der Beschlusskammer keine überzogenen Anforderungen darstellt. Insofern vermag es auch nicht zu überzeugen, wenn in der Konsultation vorgetragen wurde, dass Kosten nicht derart kurzfristig abgebaut und Optimierungspotenziale aus Zeitmangel nicht umgesetzt werden könnten. In einem Wettbewerbsmarkt könnten solche Erwägungen gar nicht getroffen werden, da eine Kostenoptimierung unmittelbar erfolgen müsste, um wettbewerbsfähig zu bleiben.

635 Hierbei hat die Beschlusskammer auch betrachtet, wie sich die Neuregelung im Gesamtsystem und auf die Ziele der Anreizregulierung auswirkt (siehe hierzu insbesondere Abschnitt II.23., „Gesamtabwägung"). Mit den Anpassungen des gesamten Rahmens, beispielsweise mit der angehobenen Mindesteffizienz, handelt es sich um einen adäquaten Zeitraum, innerhalb dessen die entsprechenden Vorgaben vertretbar sind.

636 Die in den Stellungnahmen zur Verkürzung des Abbaupfades geäußerte Kritik, sofern sie Befürchtungen hinsichtlich einer Erhöhung des Aufwandes und weiterer Verzögerungen betrifft, kann sich denklogisch nur gegen die gemäß der RAMEN-Festlegung ab der sechsten Regulierungsperiode – vorbehaltlich einer Evaluierung – beabsichtigte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre beziehen und geht bezüglich des Abbaupfades ins Leere. Denn der in Tenorziffer 18 geregelte Abbaupfad ist unabhängig von der Dauer der Regulierungsperiode. Durch dessen Verkürzung kann sich originär die in den Stellungnahmen angesprochene Problemlage nicht ergeben. Die Verkürzung des Abbaupfades bereits ab der fünften Regulierungsperiode kann daher auch nicht – wie in der Konsultation vorgetragen – als Verkürzung des Abbaupfades durch die Hintertür gedeutet werden.

23. Gesamtabwägung

637 Die Beschlusskammer hat die Vor- und Nachteile der in dieser Festlegung gefundenen Lösungen für die zu Grunde liegenden Sachverhalte jeweils intensiv gegenüber den

bestehenden alternativen Möglichkeiten diskutiert und dabei die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer umfassend gegeneinander abgewogen. Die Beschlusskammer kommt bei der Gesamtbetrachtung der vorliegenden Methodenfestlegung zu dem Ergebnis, dass es sich um sachgerechte Vorgaben für den Effizienzvergleich handelt. Die vorliegende Festlegung dient der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG (vgl. auch Art. 1 Strom-VO) genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund. Sie dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas, sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung (§ 1 Abs. 2 EnWG, vgl. auch Art. 58 lit. d), Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL sowie Art. 18 Strom-VO).

638 Die Gewährleistung einer möglichst sicheren Energieversorgung ist eines der ranghöchsten Güter Deutschlands.[169] Die Festlegung leistet einen Beitrag zur möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG. Die hier aufgestellten Vorgaben für einen Effizienzvergleich dienen in Umsetzung europarechtlicher Vorgaben der Förderung des Wettbewerbs, also vernünftigen Erwägungen des Gemeinwohls.[170] Die in der Methodenfestlegung vorgesehenen Instrumente sind auch geeignet und erforderlich, um dieses Ziel zu erreichen. Indem die Effizienzvorgaben entsprechend gestaltet und so über die Regulierungsperiode verteilt sind, dass ein Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann, wird den Grundsätzen des § 21a EnWG zur Wirksamkeit verholfen.

[169] Vgl. BVerfGE 25, 1 (16); 30, 292 (323 f.) wonach es sich bei der sicheren Energieversorgung um ein „Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“ handelt.
[170] Vgl. BVerfG, Beschluss vom 21. 12. 2009 - 1 BvR 2738/08 zur Mehrerlösabschöpfung.

Die Vorgaben werden hier zu einem möglichst frühen Zeitpunkt wirksam. Sie fallen für alle Netzbetreiber im Regelverfahren einheitlich aus. Die Methodenfestlegung verhindert so Ungleichbehandlungen und Wettbewerbsverzerrungen. Ein gleich wirksames milderes Mittel zur Durchsetzung des beschriebenen Ziels ist nicht ersichtlich. Die getroffenen Regelungen stehen zu dem angestrebten Zweck schließlich auch nicht außer Verhältnis.

639 In verfassungsrechtlicher Hinsicht bestehen aus Sicht der Beschlusskammer ebenfalls keine Bedenken gegen die Ausgestaltung der Methodenfestlegung. Dabei kann dahinstehen, ob Netzbetreiber Grundrechtsträger, d.h. grundrechtsfähig sind. Unter Eigentumsaspekten (Art. 14 Grundgesetz (GG)) besteht die Herausforderung in der Ausgestaltung der Effizienzanforderungen, die Ergebnis einer Typisierung bzw. Pauschalierung sind und gleichzeitig die individuelle Erfüllbarkeit gewährleisten müssen. Die Vorteile der Typisierung bzw. Pauschalierung stehen im rechten Verhältnis zu der mit der Typisierung notwendig verbundenen Ungleichheit der Belastung.[171] Eine Reihe Sicherungsmechanismen, wie insbesondere der angehobene Mindesteffizienzwert, die modifizierte Bestabrechnung, die Ausreißerkontrolle, sowie die Möglichkeit einer Härtefallbetrachtung, stellen signifikante Milderungen dar, die zur Verhältnismäßigkeit eines Eingriffs beitragen. Die Methodenfestlegung gewährleistet, dass es einem effizienten Netzbetreiber möglich ist, die Effizienzvorgaben zu erreichen und zu übertreffen. Der eigentumsgrundrechtliche Überforderungsschutz[172] ist gewahrt. Dies gilt gleichermaßen für die Anforderungen des Art. 12 GG zur Berufsausübungsfreiheit. Die Vorgaben der Methodenfestlegung sind – wie dargestellt – durch hinreichende Gründe des Gemeinwohls gerechtfertigt. Das gewählte Mittel ist zur Erreichung des verfolgten Zwecks geeignet und auch erforderlich. In der Gesamtabwägung ist die Zumutbarkeit gewahrt. Die Methodenfestlegung wird diesen Anforderungen durch balancierende Vorschriften gerecht.

[171] Vgl. zum Steuerrecht: BVerfG, Beschluss vom 6. Dezember 1983 – 2 BvR 1275/79 –, juris Rn. 90 m.w.N.
[172] BerlKommEnergieR/Schmidt-Preuß, 4. Aufl. 2019, EnWG vor § 1 Rn. 97.

640 Der Effizienzvergleich ist ein wesentliches Instrument in der Anreizregulierung. Die Branche bezeichnet den Effizienzvergleich als Kernelement der Anreizregulierung mit unmittelbarem Einfluss auf die finanzielle Ausstattung der Verteilernetzbetreiber. Der Effizienzvergleich dient u. a. dazu, im natürlichen Monopol Effizienzbemühungen zu implementieren, der Informationsasymmetrie entgegen zu wirken und effektiven Kostendruck auszuüben. Die Kostenprüfung ist dazu alleine nicht in der Lage. Der Effizienzvergleich hat die Aufgabe, die notwendigen ökonomischen Anreize zu setzen, Effizienzpotenziale zu wecken und immer wieder neu zu ermitteln. Ein Status mit einer Durchschnittseffizienz von 95,9 Prozent ist nicht das natürliche Ergebnis vergangener Verbesserungsbemühungen, sondern auch der milden Anforderungen der Vergangenheit. Dies bestätigt auch der WAR.[173] Es ist daher geboten und angemessen, die Anforderungen sachgerecht und ausbalanciert weiterzuentwickeln. Im Wettbewerb sind Unternehmen, auch kapitalintensive, ständigen Veränderungen unterworfen und müssen sich ständig weiterentwickeln. Auch in einem wettbewerblich geprägten Wirtschaftssektor gibt es keinen einmal erreichten und fixierten Effizienzzustand. Effizienz ist daher eine sich ständig ändernde Größe. Es geht der Beschlusskammer nicht darum, vollständig reale Marktbedingungen zu schaffen und einen hohen Druck auf die Netzbetreiber auszuüben. Die Netzbetreiber bleiben weiterhin geschützt durch gesicherte Refinanzierung aller geprüften und zulässigen Kosten. Dies wird ihrer wichtigen Rolle gerecht. Aber Kooperation, Prozessverbesserung und Digitalisierung sollen auch über die Erlösobergrenzen als Anforderung an die Netzbetreiber formuliert werden. Das leistet insbesondere der Effizienzvergleich. Dementsprechend müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen dafür sorgen, dass durch den regelmäßigen Effizienzvergleich immer wieder neu die relativen Effizienzfortschritte der Unternehmen zueinander ermittelt werden.

641 Die in der Festlegung enthaltenen Änderungen am bisherigen Regulierungsrahmen sind folgerichtig. Sie sind für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogen. Entgegen der

[173] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen, Stellungnahme: Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, 23.07.2025, S. 4. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/BeiraeteAusschuesse/WAR/start.html.

Stellungnahmen wurde keineswegs bei jeder Abwägung dem Schutz der Netznutzer Vorrang gewährt. Vielmehr werden 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 Elektrizität bezwecken soll, auch die Auswirkungen auf die Netznutzer betrachtet. Es werden jeweils beide Seiten gewürdigt. Die Interessen der Netznutzer werden angemessen berücksichtigt. Insbesondere wirken die Vorgaben auf eine größtmögliche Effizienz des Netzbetriebs hin. Damit wird dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzer angemessen Rechnung getragen, dass die Verteilernetze wirtschaftlich und zugleich leistungsfähig betrieben werden sollen. Die Beschlusskammer erkennt zugleich die berechtigten Interessen der Netzbetreiber an. In der Regulierung dürfen schon aus europarechtlichen Vorgaben nur effiziente Kosten berücksichtigt werden. Der Ausgestaltung von Effizienzinstrumenten kommt schon deshalb eine besondere Bedeutung zu. Unter Abwägung der gegenläufigen Interessenlagen erfolgt die jeweilige Vorgabe durch die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens.

642 Auch wurde vorgetragen, dass es sich bei den Netzbetreibern zum Großteil um kommunale Netzbetreiber handele, die eine weitreichende gesellschaftliche Verantwortung trügen und dass die Änderungen für diese und ihre Anteilseigner fatale Folgen hätten. Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen[174] führte hingegen aus, dass auch zu Beginn der Anreizregulierung und der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte ein „Netzbetreiber- oder Stadtwerkesterben“ befürchtet worden sei. Dieses ist jedoch ausgeblieben. Vielmehr habe es seit Einführung der Anreizregulierung bei den Verteilernetzbetreibern keine nennenswerte Konsolidierung gegeben. Heute gebe es weiterhin rund 870 Stromnetzbetreiber (2006: 876) und 710 Gasnetzbetreiber (2006: 739). Die generelle Marktstruktur sei bei einer deutschlandweiten Betrachtung erstaunlich stabil. Ein echter Konsolidierungsdruck sei

[174] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen, Stellungnahme: Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, 23.07.2025, S. 4. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/BeiraeteAusschuesse/WAR/start.html.

ebenso wenig zu beobachten wie ein nennenswertes Ausscheiden von Netzbetreibern aus dem Gesamtmarkt. Typische Wettbewerbsmärkte seien durch regelmäßigen Markteintritt und vor allem auch Marktaustritt gekennzeichnet. Eine ähnliche Wettbewerbsdynamik sei bei den Strom- und Gasnetzbetreibern nicht zu beobachten. Insofern erscheine der durch die bisherige Anreizregulierung simulierte Wettbewerbsdruck jedenfalls im Vergleich zu echten Wettbewerbsmärkten nicht übermäßig hoch. Vielmehr lege die hohe Stabilität der Marktstrukturen bei Strom- und Gasnetzbetreibern nahe, dass die Regulierung tendenziell zumindest nicht zu streng war. Ansonsten wäre eine stärkere Konsolidierung im Markt zu erwarten gewesen. Die erneuten Warnungen vor einem Stadtwerke- und Netzbetreibersterben hielt der WAR für stark übertrieben. Der WAR führte auch aus, dass nicht zu erkennen sei, dass die notwendige Investitionstätigkeit durch den Ansatz der Bundesnetzagentur gefährdet wäre.[175] Die nunmehr erfolgenden Anpassungen im Bezug auf den Effizienzvergleich führen zu einer maßvollen Veränderung. Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu erwarten, dass sich die Netzbetreiberlandschaft grundlegend verändert. Soweit vorgetragen wird, dass fatale Folgen für Anteilseigner kommunaler Netzbetreiber entstehen würden, ist dies weder hinreichend dargetan noch erkennbar. Es handelt sich um eine pauschale Behauptung ohne weitergehende Darlegungen. Es gibt hierbei keinen systematischen Unterschied zwischen kommunalen und nicht-kommunalen Netzbetreibern. In der Gesamtfolgenabschätzung der Bundesnetzagentur ergibt sich für die fünfte Regulierungsperiode sogar ein Erlöszuwachs durch die Anpassungen im gesamten NEST-Prozess (s. u.).

643 Auch künftig wird die Heterogenität, wie in den bisherigen Effizienzvergleichen, in allen Schritten eine Rolle spielen, also bei der Festlegung der Datenerhebung, der Datenvalidierung, der ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen

[175] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen, Stellungnahme: Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, 23.07.2025, S. 18. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/BeiraeteAusschuesse/WAR/start.html.

Kostentreiberanalyse, der Modellfindung, der Wahl der Effizienzvergleichsmodells und der Modellvalidierung.

644 Beim Effizienzvergleich sind aus Sicht der Beschlusskammer Anpassungen gegenüber dem Status-quo notwendig. So wird der Effizienzwert eines Netzbetreibers nicht mehr als der Beste aus den vier für einen Netzbetreiber errechneten Effizienzwerten ausgewählt („Best-of-Four"). Stattdessen werden für die beiden Vergleichsmethoden jeweils zwei Effizienzwerte bestimmt und der Durchschnitt berechnet. Dann wird der höhere der beiden Durchschnittswerte ausgewählt („Best-of-Methods & Mean-of-Costs"). Diese Modifikation ist aus Sicht der Beschlusskammer angezeigt, da das bisherige „Best-of-Four"-Verfahren für die Netznutzer einseitig negativ wirkt. Der WAR bezeichnet es als „Worst-of-Four" für die Netznutzer.[176] Denn gerade aus der Kombination des Basisjahres als Kostenausgangspunkt für die Erlösobergrenzen und einem „Best-of-Four"-Verfahren entsteht ein branchenweiter Anreiz zu einer überhöhten Kostendarstellung im Basisjahr. Dieser wird durch das neue Verfahren abgemildert werden.

645 Die Beschlusskammer hat im Zusammenhang mit der angepassten Abrechnungsmethode in einem Kurzgutachten[177] evaluieren lassen. Die Gutachter bestätigen, dass eine einheitliche wissenschaftliche oder theoretische Fundierung für Bestabrechnungsmethoden nicht existiert.[178] Trotz unterschiedlicher Investitionszyklen in der Vergangenheit zeige sich aktuell zudem eine hohe Korrelation der TOTEX- bzw. sTOTEX-Werte. Das Verhältnis von TOTEX zu sTOTEX könne sich in Zukunft verschieben. Für den Strombereich setze der Best-of-Mean-of-Ansatz (BoMo) tendenziell stärkere Effizienzanreize als Best-of-Four (Bo4). Dies sei im Interesse der Netznutzer. Dadurch können sich Nebeneffekte auf Investitionsanreize ergeben. Um Anreize für eine sichere und gleichzeitig kostengünstige Versorgung verlässlich zu setzen, gewinne daher die Qualitätsregulierung, welche die Netzzuverlässigkeit,

[176] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen, Stellungnahme: Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, 23.07.2025, S. 18. Abrufbar unter. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/BeiraeteAusschuesse/WAR/start.html.
[177] Kurzgutachten Frontier Economics., S. 1 ff.
[178] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

Netzleistungsfähigkeit, Energiewendekompetenz und kommerzielle Qualität umfasst, an Bedeutung.[179] Die Beschlusskammer verkennt nicht, dass in der Gesamtbetrachtung die neuen Regelungen für die Netzbetreiber eine Herausforderung darstellen. Gleichzeitig sprechen die Belange der Netznutzer und die europäischen Zielsetzungen sowie die Ziele des EnWG dafür, zusätzlichen Effizienzdruck auszuüben. Denn gerade in einer Phase der Ausweitung der Aufgaben der Netzbetreiber und des Baus von erheblichen zusätzlichen Infrastrukturen sind Effizienzanreize von besonderer Bedeutung. Fehlentwicklungen lassen sich gerade bei schnellem Wachstum später nur schwer korrigieren und würden Netzbetreiber und Netzkunden dann deutlich stärker belasten. Im Ergebnis stützen die Aussagen des Kurzgutachtens das Vorgehen der Beschlusskammer.

646 Daneben wird die in der vierten Regulierungsperiode zur Anwendung gekommene künstliche Hochskalierung der Werte aus der SFA nicht mehr erfolgen. Die SFA lässt methodisch keine Werte von genau 100 Prozent zu. Die SFA bietet aber denjenigen Netzbetreibern, die in der DEA nicht gut abschneiden, die Chance auf einen besseren Effizienzwert. In dieser Absicherungsfunktion darf die SFA aber nicht noch einseitig zu Lasten der Netznutzer durch eine Hochskalierung angepasst werden.

647 Ein Effizienzbonus ist nicht erforderlich. Die Situation, für die ein Effizienzbonus eingeführt wurde, ist nicht gegeben. Es besteht nach dem neuen System ein Anreiz, Zusatzerlöse durch weitere Effizienzsteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode zu generieren. Dafür bleibt bei einer zunächst fünfjähren und später voraussichtlich dreijährigen Regulierungsperiode ausreichend Spielraum.

648 Der Abbau der Ineffizienzen soll möglichst schnell erfolgen. Einen inhaltlichen Zusammenhang mit der Dauer der Regulierungsperiode gibt es dabei nicht. Vielmehr besteht ein Zusammenhang zwischen dem Basisjahr und dem Ineffizienzabbau: So ist das Basisjahr in der fünften Regulierungsperiode das dritte Jahr der Regulierungsperiode. Wenn der Abbau der Ineffizienzen bis dahin nicht abgeschlossen

[179] Kurzgutachten Frontier Economics, S. 22.

ist (wie er das nach dem bisherigen fünfjährigen Abbaupfad wäre), hätte der Netzbetreiber hier die wirtschaftliche Möglichkeit, ineffiziente Kosten von einer Regulierungsperiode in die folgende zu übertragen. Diese Möglichkeit wird in der fünften Regulierungsperiode durch den Abbau der Ineffizienzen bis zum Basisjahr deutlich begrenzt. Ein Abbaupfad von drei Jahren verringert die Belastungen mit Ineffizienzen im Vergleich zum bisherigen Regulierungssystem. Das ist im Interesse des Kunden bzw. im Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Der Ansatz ermöglicht zugleich, dass ein strategisches Verschieben von Kosten in das Basisjahr eingedämmt wird.

649 Es besteht aus Sicht der Beschlusskammer nicht die Gefahr, dass ein Netzbetreiber die Ineffizienzen erst zu spät kennt und mit einem verkürzten Abbaupfad überfordert sein wird. Netzbetreiber, die das vereinfachte Verfahren wählen, kennen im Basisjahr bereits ihren Effizienzwert und haben damit faktisch fünf Jahre Zeit für den Abbau der Ineffizienzen. Auch Netzbetreiber im Regelverfahren kennen nach den Vorgaben dieser Festlegung ihren Effizienzwert tatsächlich vor Beginn der Regulierungsperiode. Bereits bei Durchführung des Effizienzvergleichs sind die Netzbetreiber eingebunden und erfahren im Laufe des Prozesses ihren voraussichtlichen Effizienzwert. Spätestens mit der Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen ist der voraussichtliche individuelle Effizienzwert bekannt. Der neue Regulierungsrahmen sieht außerdem Instrumente vor, um den Gesamtprozess zu beschleunigen. Indem beispielsweise die bisherigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu KA_{nEu} mit einem geringeren Prüfumfang werden, sind Einsparungen im Zeitplan möglich. Weiterhin werden für die Ermittlung des Ausgangsniveaus aufgrund von Pauschalierungen keine vertieften Angaben mehr zum Umlaufvermögen (Angaben zum Bestand oder optionale Cash-Flow-Rechnung) oder zur Passivseite der Bilanz erforderlich sein. Zudem hat die Beschlusskammer in Fällen einer nicht fristgerechten Datenlieferung Ersatzwerte vorgesehen. Es sind in der vorliegenden Festlegung und in den übrigen NEST-Festlegungen zahlreiche Vorgaben enthalten, die eine Beschleunigung im Vergleich zu den ersten Regulierungsperioden ermöglichen. Somit besteht eine ausreichende Vorbereitungsphase für die Netzbetreiber. Der Abbau der Ineffizienzen kann frühzeitig vorbereitet werden. Die Entscheidung ist verhältnismäßig.

650 In Kombination mit dem erhöhten Mindesteffizienzwert (70 Prozent) und dem OPEX-Aufschlag ist eine Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber gewahrt. Die Beschlusskammer hat hierzu noch einmal die Daten der vierten Regulierungsperiode zur Folgenabschätzung herangezogen: In der vierten Regulierungsperiode lag der Effizienzwert im Durchschnitt bei 95,90 Prozent mit Skalierung der SFA bzw. 94,81 Prozent ohne Skalierung der SFA. Der niedrigste Effizienzwert lag bei allen 194 betrachteten Netzbetreibern bei 75,54 Prozent bei angewendeter Skalierung der SFA-Effizienzwerte. Lediglich zwei Unternehmen erhielten Effizienzwerte unter 80 Prozent, insgesamt zwölf Netzbetreiber unter 90 Prozent. Ohne eine Skalierung der SFA-Effizienzwerte wären es zwei Unternehmen unter 80 Prozent und 22 unter 90 Prozent. Damit ist angesichts der Gesamtumstände die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben weiterhin gewährleistet. Die Festlegung der Erlösobergrenzen erfolgt weiterhin so, dass die ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch bis zum Ende des dritten Jahres der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden. Der Abbau von durchschnittlich 5,2 Prozent innerhalb des dreijährigen Abbaupfads ist nach Auffassung der Beschlusskammer weiterhin im angemessenen Rahmen. Eine generelle Überbelastung der Netzbetreiber ist nicht erkennbar.

651 Dass es durch einen verkürzten Abbaupfad zu einer Vielzahl von Härtefallanträgen kommen könne, ist basierend auf den Zahlen der bisherigen Regulierungsperioden und den hier getroffenen Annahmen für die Zukunft nicht zu erwarten. Der Härtefall bleibt weiterhin begründeten Ausnahmefällen vorbehalten. Für diese begründeten Ausnahmefälle ist er dann aber auch das richtige Mittel.

652 Die vorgeschlagenen Anpassungen werden durch effektive Absicherungsinstrumente flankiert und zu weiterhin robusten Ergebnissen führen: Die Absicherung erfolgt weiterhin durch die Anwendung von zwei unterschiedlichen Methoden zur Messung der Effizienz (DEA und SFA), die Einbeziehung der TOTEX und sTOTEX, einen Abbaupfad über drei Jahre statt eines sofortigen Abzugs der Ineffizienz, und die Gewährung einer Mindesteffizienz von nunmehr 70 Prozent. Zudem wird das Effizienzvergleichsmodell in jeder Regulierungsperiode auf seine Eignung hin untersucht.

653 Es bleibt bei einer Flexibilität der Parameter und der Ausgestaltung der Modelle. Angesichts der Dynamik des Netzausbaus und -umbaus erscheint dies weiterhin sinnvoll, um immer auf aktuelle Gegebenheiten reagieren zu können. Dies vermeidet – wie vom WAR vorgetragen – das sogenannte „Regulatory Gaming", also die Optimierung in Bezug auf bestimmte Modellparameter an Stelle einer echten Netzoptimierung. Zugleich gewährleistet es eine sachgerechte Fortentwicklung.

654 Die von den Verbänden aufgerufenen, über das von der Beschlusskammer abgeschätzte Maß weit hinausgehenden, Absenkungen der Effizienzwerte sind nicht zu erwarten. Dass der von den Verbänden genutzte Datensatz valide ist, kann aufgrund verschiedener Beobachtungen zu Recht bezweifelt werden.[180] Der von den Verbänden befürchtete Effekt ergibt sich, weil das verwendete Effizienzvergleichsmodell in der Modellrechnung der Verbände nicht an die geänderten Netzbetreiberdaten angepasst wurde. Die Beschlusskammer hat in einem Kurzgutachten die Annahmen der Verbände bewerten lassen. Auch aus Sicht der Gutachter gibt es weder aus wissenschaftlich-theoretischer, praktischer noch empirischer Sicht überzeugende Argumente, welche per se gegen eine Erweiterung des Datensatzes um zusätzliche Netzbetreiber aus dem vereinfachten Verfahren sprechen.[181]

655 Durch die Änderungen an den Zugangsgrenzen zum vereinfachten Verfahren wird sich die Zusammensetzung der Teilnehmer am Effizienzvergleich ändern. Grundsätzlich kann jede Ausweitung eines Effizienzvergleichs ein gewisses Risiko für die bisherigen Netzbetreiber bedeuten, wie auch in wettbewerblichen Märkten neue Anbieter zunächst ein Risiko für die bestehenden Anbieter darstellen. Hierzu haben die Netzbetreiber vorgetragen, dass dies zu einer Verschlechterung der Effizienzwerte für alle Netzbetreiber führen könnte. So seien die neu in den Effizienzvergleich einzubeziehenden, tendenziell kleineren Netzbetreiber im Durchschnitt weniger effizient als die tendenziell größeren Netzbetreiber, die bereits am Regelverfahren teilnehmen. Durch die Aufnahme von zusätzlichen Netzbetreibern in den

[180] Hierzu Abschnitt II.5. zur Tenorziffer 1 Adressaten und Kurzgutachten Swiss Economics, S.1 ff.
[181] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 12 f.

Effizienzvergleich kann sich der Effizienzwert eines einzelnen Netzbetreibers verändern. Dies ist offensichtlich, weil es sich um eine relative Effizienz handelt. Im Sinne der Anreizregulierung kann dies auch zu strengeren Effizienzvorgaben für bestehende Unternehmen führen, da eben der Vergleich mit neuen, effizienteren Wettbewerbern erfolgt. Sollte es durch das Hinzuziehen der kleineren Netzbetreiber im heutigen Modell einen negativen Effekt auf die Werte der größeren Netzbetreiber geben, wäre dieser jedoch nicht auf die von den Verbänden vermutete geringere Ineffizienz der kleineren Netzbetreiber zurückzuführen. Insofern ist die Befürchtung der Branche, dass die Erweiterung des Datensatzes im Effizienzvergleich eine negative Sogwirkung zu Lasten der bisherigen Netzbetreiber erzeuge, unberechtigt.[182] Vielmehr ändert sich durch die Aufnahme neuer Netzbetreiber die Zusammensetzung der Netzbetreiber, die miteinander verglichen werden, wodurch die Heterogenität steigen könnte. Einer solchen Veränderung kann jedoch in dem von der Bundesnetzagentur praktizierten System durch eine sachgerechte Auswahl der Vergleichsparameter und Modellanalysen begegnet werden. Die adäquate Abbildung der Heterogenität und die Gewährleistung der strukturellen Vergleichbarkeit stand bereits in den bisher durchgeführten Effizienzvergleichen in diversen Schritten von der Datenhebung bis hin zur Validierung des Effizienzvergleichsmodells stets im Vordergrund. Dies gewährleistet auch die vorliegenden Methodenfestlegung. An die Auswahl der Vergleichsparameter sind hohe Anforderungen gesetzt. So wird das Modell an die realen Daten der neuen Vergleichsgruppe angepasst, inhaltlich verbessert und der behauptete Effekt („Effizienzwerte aller anderen Netzbetreiber sinken“) wird verhindert. Es ist zu erwarten, dass Anpassungen des Effizienzvergleichsmodells erforderlich sein werden, um die neuen Netzbetreiber adäquat zu integrieren und eine etwaig gestiegene Heterogenität der Vergleichsgruppe angemessen zu berücksichtigen. In methodischer Hinsicht ist ein Hinzukommen weiterer Netzbetreiber positiv. Die Robustheit der Annahmen steigt. Je mehr Netzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen werden, desto verlässlicher sind die Ergebnisse. Die

[182] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 13.

Erweiterung des Datensatzes ist somit grundsätzlich positiv zu bewerten, da sie zu einer umfassenderen und statistisch fundierteren Bestimmung des Effizienzmaßstabs beiträgt, auch wenn sich dadurch der Effizienzmaßstab naturgemäß verschärfen kann.[183]

656 Die Kosten für Redispatchmaßnahmen werden künftig ebenfalls in den Effizienzvergleich einbezogen. Bislang wurden diese Kosten nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt. Dies hat dazu geführt, dass Netzbetreiber, die ihr Netz ausgebaut haben, schlechter gestellt wurden als Netzbetreiber, die ihr Netz nicht vergleichbar ausgebaut haben, dafür aber höhere Redispatchkosten ausweisen. Denn zwei vergleichbare Netzbetreiber würden zwar mit den gleichen Strukturdaten, aber unterschiedlichen Kosten in den Effizienzvergleich eingehen – der Netzbetreiber mit mehr Netzausbau mit eher höheren Kosten für die neu errichteten Anlagen; der Netzbetreiber mit dem Redispatch mit geringen Kosten, da die Redispatch-Kosten herausgerechnet werden. Netzbetreiber können die Redispatchkosten beeinflussen, u. a. indem sie frühzeitig und vorausschauend den Ausbau ihrer Netze vorantreiben, qualitativ hochwertige Planungsunterlagen erstellen und vor Ort Akzeptanzmaßnahmen ergreifen. Künftig sollen sie bei engpassbehafteten Netzen auch die Instrumente flexibler Netzanschlüsse oder bedingter Anschlusskapazitäten nutzen – dieser Mühen unterzieht sich ein Betreiber aber nur, wenn die Redispatchaufwendungen einer Effizienzbewertung unterliegen. Zudem sollen aus Sicht der Beschlusskammer Netzbetreiber ihre Netze gerade nicht so weit ausbauen, dass auch die letzte kWh sicher abtransportiert werden kann. Der Redispatch bleibt eine Option, die mit der Alternative eines weitergehenden Netzausbaus abgeglichen werden muss. Die Abwägung „Netzausbau vs. Redispatch“ erfordert die Aufnahme der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich. Denn auch Redispatchkosten können in einem bestimmten Umfang effiziente Kosten sein. Die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mag von außen getrieben sein. Im Effizienzvergleich werden jedoch die damit einhergehenden Kosten wie auch die mit dem Ausbau verbundenen Strukturparameteränderungen (z. B. Leitungslänge und EE-

[183] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 4.

Anschlüsse) gleichermaßen einbezogen, so dass sich eine konsistente Gesamtbewertung ergibt.

657 In der Konsultation und in zahlreichen Schreiben bzw. Terminen wurde vorgetragen, dass die Anpassungen der Methodenfestlegung Effizienzvergleich für sich gesehen und in Summe mit den übrigen Anpassungen des Regulierungssystems durch die Beschlusskammer zu eklatant sinkenden Effizienzwerten führen würden. Die Fortentwicklung der bisherigen Regelung erfolgt nach einer Folgenabschätzung des Gesamtsystems. Es handelt sich sowohl um eine Folgenabschätzung zur vorliegenden Methodenfestlegung, als auch um eine Gesamtbetrachtung[184]. Eine gesamthafte Bewertung, wie sie in der Konsultation gefordert wurde, ist erfolgt.

658 Die Anpassungen für den Effizienzvergleich stellen dabei zwar insbesondere mit der Verkürzung des Abbaupfads, der angepassten Effizienzwertbestimmung (modifizierte Bestabrechnung und unskalierte SFA) sowie der Nichtverankerung eines Effizienzbonus singulär betrachtet eine Verschärfung für die Netzbetreiber dar. Dabei hat die Bundesnetzagentur auf Basis der vorhandenen Daten die Auswirkungen von jedem Instrument sowohl einzeln als auch in der Kombination mit anderen Instrumenten betrachtet.

659 Die Folgenabschätzung der Bundesnetzagentur beruht auf den geprüften Daten der vierten Regulierungsperiode. Da das Modell für die fünfte Regulierungsperiode noch nicht bekannt sein kann, wurde für die Abschätzung das Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode verwendet. Auch die Änderungen der Parameter der fünften Regulierungsperiode sind noch nicht bekannt, so dass ersatzweise die Parameter aus der vierten Regulierungsperiode als Schätzer für die Auswirkungen verwendet wurden. Auf dieser Grundlage kann eine Erwartungsbildung über die Erlöswirkungen des Instrumentes in der fünften Regulierungsperiode vorgenommen werden. Ausgangslage ist daher folgende: Der durchschnittliche Effizienzwert in der vierten Regulierungsperiode beträgt unter den in der ARegV vorgegebenen Prinzipien

[184] Eine weitergehende Folgenabschätzung zum Regulierungsrahmen beinhaltet die Festlegung RAMEN im Abschnitt II.22.

95,90 Prozent. Grundlage ist dabei ein Abbaupfad über 5 Jahre, eine Skalierung der SFA-Werte und eine Best-of-Four-Abrechnung. Die Gesamtsumme der effizienten TOTEX beträgt dabei 61,004 Mrd. € für die Regulierungsperiode. In der Gesamtsumme ergibt dies über fünf Jahre abzubauende ineffiziente Kosten in Höhe von 529,1 Mio. €. Nimmt man die Änderungen auf dieser Datengrundlage vor, ergibt sich folgendes Ergebnis, das Einfluss in die Abwägungsentscheidung der Beschlusskammer gefunden hat:

- Anpassung der Abrechnungsmethode vom Best-of-Four auf
    - eine modifizierte Bestabrechnung (Best-of-Methods Mean-of-Costs – BoMo): durchschnittlicher Effizienzwert 95,60 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -161,2 Mio. € / Regulierungsperiode
    - eine modifizierte Bestabrechnung (Mean-of-Methods, Best-of-Costs – MoBo): durchschnittlicher Effizienzwert 91,06 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -1.144 Mio. € / Regulierungsperiode.
- Nichtvornahme einer nachträglichen Nachjustierung durch Skalierung der SFA-Werte:
    - Separat betrachtet: durchschnittlicher Effizienzwert 94,81 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -249,5 Mio. € / Regulierungsperiode
    - Zusammen mit der Umstellung auf eine modifizierte Bestabrechnung (Best-of-Methods, Mean-of-Costs – BoMo): durchschnittlicher Effizienzwert 94,48 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -464 Mio. € / Regulierungsperiode bzw.
    - eine modifizierte Bestabrechnung (Mean-of-Methods, Best-of-Costs – MoBo): durchschnittlicher Effizienzwert 90,26 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -1.444 Mio. € / Regulierungsperiode
- Anpassung des Abbaupfads auf drei Jahre:

- Separat betrachtet: durchschnittlicher Effizienzwert 95,90 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -264,6 Mio. € / Regulierungsperiode
- Zusammen mit der Nichtvornahme einer nachträglichen Nachjustierung durch Skalierung der SFA-Werte: durchschnittlicher Effizienzwert 94,81 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -597,3 Mio. € / Regulierungsperiode
- Zusammen mit der Nichtvornahme einer nachträglichen Nachjustierung durch Skalierung der SFA-Werte

  und dem BoMo: durchschnittlicher Effizienzwert 94,48 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -883,2 Mio. € / Regulierungsperiode

  und dem MoBo: durchschnittlicher Effizienzwert 90,26 Prozent, Differenz der Gesamterlösobergrenzen: -2.189 Mio. € / Regulierungsperiode

- Nichtverankerung des Bonus: In der vierten Regulierungsperiode haben 33 Netzbetreiber einen Effizienzbonus bekommen. Dies macht insgesamt 111 Mio. € / Regulierungsperiode aus.

660 Diese Auflistung zeigt die Auswirkungen der einzelnen Instrumente getrennt und in ihrer Wirkung zusammen mit weiteren Instrumenten. Sie zeigt ein Spektrum der diskutierten Veränderungen, das bei den Effizienzwerten zwischen 95,90 Prozent und 90,26 Prozent liegt. Die Instrumente führen zu einer Veränderung um bis zu -2.189 Mio. €. Die Beschlusskammer betrachtet auf Basis dieser ökonomischen Einschätzungen die Anpassungen durch die Methodenfestlegung als insgesamt verhältnismäßig. Sie sind für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogen. Die Beschlusskammer hat eine über die hier gewählten Maßnahmen hinausgehende Anpassung einer weiteren Modifizierung der Abrechnungsmethodik erwogen (siehe hierzu Abschnitt II.16. zur Abrechnungsmethode, Tenorziffer 12). Dafür hätte gesprochen, dass 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.

Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen hatte sogar angemahnt, das bisherige Best-of-Prinzip vollständig aufzugeben, da es sich für die Netznutzer als ein Worst-of-Prinzip darstelle. Die Beschlusskammer misst nach Abwägung aller Argumente, insbesondere den notwendigen Sicherungsmechanismen, der Erklärbarkeit der Ergebnisse und der Vermeidung unnötiger Unsicherheiten in der Phase der Transformation derzeit noch den Interessen der Netzbetreiber insofern ein höheres Gewicht bei und sieht von einer generellen Mittelung der Ergebnisse der Effizienzvergleichsmethoden ab.

661 Auch eine Gesamtabwägung der im NEST-Prozess umgesetzten Maßnahmen zeigt, dass die Anpassung des Regulierungsrahmens insgesamt ausbalanciert sind. Es handelt sich um eine sachgerechte und verhältnismäßige Anpassung. Die Anpassungen aus dem NEST-Prozess führen für die Stromverteilernetzbetreiber des Regelverfahrens nach der Folgenabschätzung der Bundesnetzagentur zu einem Erlöszuwachs von ca. 1,4 Prozentpunkte in der 5. Regulierungsperiode.[185]

662 In der Gesamtbetrachtung handelt es sich insgesamt bei den NEST-Anpassungen um eine für die Netzbetreiber positive Entwicklung.[186]

24. Mitteilung an die Länder (Tenorziffer 19)

663 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

[185] Veröffentlicht mit den Unterlagen für die Sondersitzung des Beirats der Bundesnetzagentur am 17.09.2025, sog. Langfassung, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/09_17.09_Sondersitzung_Beirat.html?nn=1052120; S. 22.
[186] Ausführlich hierzu: Folgenabschätzung zum Regulierungsrahmen beinhaltet die Festlegung RAMEN im Abschnitt II.22.

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. Die Übermittlung bis zum 1. Juli ist weiterhin sachgerecht, um die Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der Regulierungsperiode zu ermöglichen.

25. Anwendungszeitraum (Tenorziffer 20)

664 Tenorziffer 20 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 Elektrizitätsverteilernetze das Jahr 2026. 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 StromNEV in Kraft treten, sondern zeitlich aufgrund der vorgelagerten Durchführung des Effizienzvergleichs bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung beanspruchen.

26. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 21)

665 Tenorziffer 21 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.

666 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 ist unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen zu den einzelnen Elementen der Anreizregulierung.

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

27. Kostenentscheidung (Tenorziffer 22)

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

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

670 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreibern 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.

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