Große Beschlusskammer Energie

Aktenzeichen: GBK-25-01-1#1

BESCHLUSS

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

wegen des **Verfahrens zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)**

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,

Entwurf

unter Beiladung von

[redacted], vertreten durch [redacted]

Beigeladene zu 1) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 1): [redacted]

[redacted], vertreten durc [redacted]

Beigeladene zu 2) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 2): [redacted]

am [redacted] beschlossen:

Entwurf

1. Adressaten

[1]Diese Festlegung findet auf die Betreiber von Energieversorgungsnetzen Anwendung, sofern und soweit diese Elektrizitätsverteilernetze betreiben (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). [2]Dies gilt nicht für Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG.

2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

2.1 [1]Die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Netzbetreiber erfolgt im Wege einer Anreizregulierung, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. [2]Im Rahmen der Anreizregulierung werden kalenderjährliche Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten gebildet (Erlösobergrenzen). [3]Die Erlösobergrenzen und die darin enthaltenen Effizienzvorgaben beziehen sich auf den jeweiligen Netzbetreiber.

2.2 Die Anreizregulierung beginnt nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG mit der fünften Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2029) mit dem Basisjahr 2026.

2.3 [1]Eine Regulierungsperiode dauert drei Jahre. [2]Das Bezugsjahr zur Bestimmung des Ausgangsniveaus und der Effizienzvorgaben der jeweiligen Regulierungsperiode ist das drittletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode (Basisjahr).

2.4 [1]Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. [2]Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt.

3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

3.1 Abweichend von Ziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

3.2 [1]Für die fünfte Regulierungsperiode erfolgt eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf operative Kosten (OPEX) in Bezug auf die Veränderung von Vergleichsparametern aus dem bundesweiten Effizienzvergleich gemäß Ziffer 10 im Vergleich zum Basisjahr, bewertet zu effizienten Kosten gemäß einer Methode zur Bestimmung der Effizienzwerte nach Ziffer 10 ($OPEX_{Anp,t}$) unter Beachtung der Maßgaben in den Sätzen 2 bis 5. [2]Die zum Basisjahr ermittelten effizienten Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters sind entsprechend Ziffern

Entwurf

6.1 und 6.2 fortzuschreiben. [3]Bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist der netzbetreiberindividuelle Anteil der OPEX am Ausgangsniveau jeweils abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und der volatilen Kostenanteile im Basisjahr zu berücksichtigen. [4]Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden. [5]Näheres regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG.

3.3 Bis zum 31. Dezember 2030 evaluiert die Bundesnetzagentur vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind.

4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze

4.1 [1]Die Erlösobergrenze ist für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode von der zuständigen Regulierungsbehörde vorbehaltlich der Anpassungen nach Ziffer 4.2 festzulegen. [2]Das Verfahren zur Festlegung von Erlösobergrenzen wird von Amts wegen eingeleitet.

4.2 [1]Anpassungen von festgelegten Erlösobergrenzen während einer laufenden Regulierungsperiode erfolgen jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres der Regulierungsperiode nach Maßgabe dieser Festlegung durch die zuständige Regulierungsbehörde oder den Netzbetreiber. [2]Anpassungen durch den Netzbetreiber bedürfen keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenze durch die zuständige Regulierungsbehörde und unterliegen der abschließenden Prüfung durch die zuständige Regulierungsbehörde im Regulierungskonto gemäß Ziffer 14. [3]Die Netzbetreiber teilen der zuständigen Regulierungsbehörde, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird, jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit. [4]Die Regelungen zu den Anzeigeverfahren nach Ziffer 11.8 zum Kapitalkostenaufschlag, zu den Antragsverfahren nach Ziffer 13 S. 5 zum Härtefall und Ziffer 14.6 zum Regulierungskonto, die Regelungen zu den Anzeige- und Antragsverfahren zu Netzübergängen nach den Ziffern 15.9 bis 15.10 sowie das Antragsverfahren nach Ziffer 17.3 zu Forschung und Entwicklung bleiben hiervon unberührt.

4.3 Die Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen erfolgt nach der folgenden Regulierungsformel:

Entwurf

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen}\right)$$

$$+\left(CAPEX_0 - \mathrm{KK_{Ab,t}}\right) \times \left(1 - \mathrm{X_{ind,t}}\right) + KK_{Auf,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0$$

$$+S_t + F\&E_t - VK_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \left(\prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen}\right) - 1\right)$$

4.4 Abweichend von Ziffer 4.3 erfolgt die Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen in der fünften Regulierungsperiode für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach der folgenden Regulierungsformel:

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen}\right)$$

$$+\left(CAPEX_0 - KK_{Ab,t}\right) \times \left(1 - \mathrm{X_{ind,t}}\right) + KK_{Auf,t}$$

$$+OPEX_{Anp,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0$$

$$+S_t + F\&E_t - VK_0 \times \left(1 - X_{ind,t}\right) \times \left(\prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen}\right) - 1\right)$$

4.5 Dabei ist:

EOG_t: Die Erlösobergrenze, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S.1 EnWG anzuwenden ist.

$KA_{nEu,t}$: Kostenanteil, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 7 anzuwenden ist.

$OPEX_0$: Die operativen Kosten (OPEX) im Ausgangsniveau gemäß Ziffer 5 abzüglich des entsprechenden Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt gemäß Ziffer 7 im Ausgangsniveau ($KA_{nEu,0}$).

$X_{ind,t}$: Die individuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode. Für sie gilt:

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

Dabei ist:

Entwurf

V_t: Der Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 10.2 anzuwenden ist.

EW: Der nach Ziffer 10.1 ermittelte und ggf. nach Ziffer 10.4 bereinigte Effizienzwert.

VPI_i: Der Verbraucherpreisgesamtindex gemäß Ziffer 6.1 S. 2 und S. 3. Die Notation mit „i" ist aufgrund des Produktoperators erforderlich.

X_{gen}: Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor gemäß Ziffer 6.2.

$CAPEX_0$: Die Kapitalkosten (CAPEX) im Ausgangsniveau nach Ziffer 5 abzüglich des entsprechenden Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, gemäß Ziffer 7 im Ausgangsniveau ($KA_{nEu,0}$).

$KK_{Ab,t}$: Der Kapitalkostenabzug gemäß Ziffer 9, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

$KK_{Auf,t}$: Der Kapitalkostenaufschlag gemäß Ziffer 11, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

$OPEX_{Anp,t}$: Der Anpassungswert der operativen Kosten gemäß Ziffer 3.2, der für das Jahr t der fünften Regulierungsperiode anzuwenden ist.

B_t: Der etwaige Effizienzbonus gemäß Ziffer 10.3, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

Q_t: Etwaige Zu- oder Abschläge aufgrund des Qualitätselements gemäß Ziffer 12, die für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden sind.

VK_t: Der volatile Kostenanteil, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 8 anzuwenden ist.

VK_0: Der volatile Kostenanteil gemäß Ziffer 8 im Ausgangsniveau nach Ziffer 5.

S_t: Die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode aufgrund der Vorgaben zum Regulierungskonto gemäß Ziffer 14.

Entwurf

$F\&E_t$	Der Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

5. Ausgangsniveau

5.1 [1]Die Bestimmung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode erfolgt durch die zuständige Regulierungsbehörde. [2]Das Ausgangsniveau beschränkt sich hierbei auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. [3]Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden. [4]Die Kosten dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.[1]

5.2 [1]Das Ausgangsniveau enthält abgrenzbare Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) einschließlich einer kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung. [2]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit dem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC).

5.3 [1]Nähere Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus, der Verzinsungsbasis sowie des WACC regeln Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG. [2]Hierbei können auch Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen werden.

5.4 [1]Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. [2]Soweit Erlöse oder Erträge dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen und dadurch bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus ein Abzug von den Netzkosten erfolgen würde, der nicht den Erlösen oder Erträgen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen würde, ist ein insoweit angemessener Wert über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen des Basisjahres nach § 6b Abs. 3 EnWG hinaus anzusetzen.

[1] Vgl. Wortlaut von Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO): „Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen."

Entwurf

6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

6.1 [1]Die Betriebskosten werden mit dem Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) jährlich an die allgemeine Inflation unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft angepasst. [2]Der Wert VPI_i ist der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode. [3]Die entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt durch den Netzbetreiber.

6.2 [1]Die Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft erfolgen durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für eine gesamte Regulierungsperiode (getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits) unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet (Xgen). [2]Die Bundesnetzagentur ermittelt den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor vor Beginn der Regulierungsperiode. [3]Die Bundesnetzagentur kann bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 gewählt haben. [4]Näheres regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG.

7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

7.1 Die Bestimmung der Kostenanteile, die aufgrund einer ökonomischen Betrachtung nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), erfolgt in Abgrenzung zu beinflussbaren Kostenanteilen anhand der Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität der Kostenanteile.

7.2 [1]Die Exogenität eines Kostenanteils liegt in der Regel nur dann vor, wenn der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten oder zur Höhe der entstehenden oder entstandenen Kosten leisten kann oder leisten konnte. [2]Die Exogenität kann auch anhand der Volatilität der Kostenanteile bewertet werden.

7.3 [1]Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils liegt in der Regel vor, wenn der Kostenanteil in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. [2]Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils indiziert, dass eine Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich nach Tenorziffer 10 möglich ist.

7.4 [1]Die Bewertung der Volatilität kann auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente)

Entwurf

erfolgen. [2]Sofern ein entsprechender Kostenanteil nicht als KA_{nEu} festgelegt wird, kann der Kostenanteil als volatiler Kostenanteil nach Ziffer 8 festgelegt werden.

7.5 Als KA_{nEu} werden die Kosten oder Erlöse aus

1. der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,

2. betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen

3. sowie die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG aus Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung in der tatsächlichen Höhe entstehen,

festgelegt.

7.6 [1]Weitere Kostenanteile können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffer 7.2 bis 7.4 als KA_{nEu} festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

7.7 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im Basisjahr überzuleiten ($KA_{nEu,0}$). [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert $KA_{nEu,t}$ erfolgt durch den Netzbetreiber. [3]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 7.5 Nr. 2 ist auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten und Erlöse abzustellen (Ist-Werte des Jahres t-2). [4]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 7.5 Nr. 1 und 3 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

8. Volatile Kostenanteile

8.1 [1]Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, können als volatile Kostenanteile festgelegt werden. [2]Die Bewertung der Volatilität erfolgt entsprechend den Vorgaben in Ziffer 7.4 S. 1, wonach die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen kann.

Entwurf

8.2 [1]Als volatile Kostenanteile werden die Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG festgelegt. [2]Durch Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG können ergänzende Regelungen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

8.3 [1]Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in der Ziffer 8.1 als volatile Kostenanteile festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode sowie Regelungen zu Anreizen, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

8.4 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die volatilen Kostenanteile im Basisjahr überzuleiten (VK_0); die VK_0 können einer Vergleichmäßigung gemäß Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF unterliegen. [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert VK_t erfolgt durch den Netzbetreiber. [3]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

9. Kapitalkostenabzug

9.1 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde bestimmt einmalig für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug auf Grundlage des nach Ziffer 5 bestimmten Ausgangsniveaus und der darin enthaltenen Kapitalkosten. [2]Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode ($KK_{Ab,t}$), wobei der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf. [3]Bei der Bestimmung des Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.

9.2 Die fortgeführten Kapitalkosten werden

a) unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens und der betriebsnotwendigen, immateriellen Vermögensgegenstände des Ausgangsniveaus gemäß Tenorziffer 10 S. 4 a) und c) i.V.m. Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung StromNEF

Entwurf

b) sowie der im Zeitablauf sinkenden Bestände der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse gemäß Tenorziffer 10 S. 3 i.V.m. Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d), S. 3 und S. 4 der Festlegung StromNEF

c) anhand der fortgeführten kalkulatorischen Abschreibungen der betriebsnotwendigen Anlagengüter inklusive der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände nach Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung StromNEF,

d) der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF unter Anwendung des WACC aus dem Ausgangsniveau gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 der Festlegung StromNEF,

e) der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 12 der Festlegung StromNEF und

f) der fortgeführten kostenmindernden Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen gemäß Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d), S. 3 und S. 4 der Festlegung StromNEF

ermittelt.

9.3 Bei der Bestimmung der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung bleibt das betriebsnotwendige Vermögen im Hinblick auf die Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Vorräte nach Tenorziffer 10 S. 4 d) der Festlegung StromNEF sowie die kalkulatorischen Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Tenorziffer 10 S. 4 e) der Festlegung StromNEF unverändert.

9.4 [1]Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht berücksichtigt. [2]Der Anfangs- und Endbestand für geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau beträgt bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten stets null.

10. Effizienzvergleich

10.1 [1]Zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (EW) führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich durch. [2]Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

10.2 Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor (V_t) wird durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG geregelt.

Entwurf

10.3 Die etwaige Festlegung und nähere Bestimmung eines Effizienzbonus (B_t) regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

10.4 [1]Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sollen durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. [2]Nähere Regelungen zu den Voraussetzungen des Anspruchs erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG. [3]Die Prüfung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. [4]Nähere Regelungen zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags erfolgen ebenfalls durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

11. Kapitalkostenaufschlag

11.1 [1]Der Kapitalkostenaufschlag auf die Erlösobergrenze ist nach Maßgabe der Ziffern 11.2 bis 11.7 jährlich für Kapitalkosten zu ermitteln, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen. [2]Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenaufschlags nach Satz 1 sind die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer, abzüglich der kostenmindernden Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen.

11.2 [1]Bei der Berechnung des Kapitalkostenaufschlags werden die betriebsnotwendigen Anlagegüter sowie die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen berücksichtigt, deren Aktivierung bzw. deren Erhalt

1. ab dem 1. Januar des Jahres, das auf das Basisjahr der anzupassenden Erlösobergrenze folgt, stattgefunden hat oder

2. bis zum 31. Dezember des Jahres, für das der Kapitalkostenaufschlag ermittelt wird, zu erwarten ist.

[2]Dabei ist bis einschließlich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres auf den tatsächlichen Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern sowie an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abzustellen; im Übrigen ist bis einschließlich des Kalenderjahres, für das die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt, auf den zu erwartenden Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern sowie an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abzustellen. [3]Der zu erwartende Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern ist durch eine unternehmensinterne Investitionsplanung oder vergleichbare Nachweise auf Anfrage der zuständigen Regulierungsbehörde zu belegen.

Entwurf

11.3 Der Kapitalkostenaufschlag ist die Summe der auf der Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach Ziffer 11.2 ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen nach Tenorziffer 9 der Festlegung StromNEF, der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Maßgabe der Ziffern 11.4 und 11.5 sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Maßgabe der Ziffer 11.6, abzüglich kostenmindernder Erträge auf Grundlage der nach Ziffer 11.2 ermittelten Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach Tenorziffer 13 der Festlegung StromNEF.

11.4 [1]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung bestimmt sich als Produkt der nach Ziffer 11.5 bestimmten Verzinsungsbasis und einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz. [2]Nähere Regelungen zur Methodik und Berechnung des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes erfolgen durch eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.

11.5 [1]Die Verzinsungsbasis bestimmt sich auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Ziffer 11.2 und den sich hieraus ergebenden kalkulatorischen Restwerten bewertet nach Tenorziffer 9 der Festlegung StromNEF, von denen die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach Ziffer 11.2 in Abzug gebracht werden, sowie nach den Grundsätzen der Verzinsungsbasis nach Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF. [2]Unberücksichtigt bleiben betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. [3]Abweichend zu der Berücksichtigung fertiggestellter betriebsnotwendiger Anlagegüter nach Ziffer 11.2 sind geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau, soweit jeweils betriebsnotwendig, mit ihrem jährlichen, handelsrechtlichen Buchwert zu berücksichtigen, wobei bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend im Jahresanfangsbestand abzuziehen sind.

11.6 [1]Die kalkulatorische Gewerbesteuer bestimmt sich als Produkt der in der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Maßgabe der Ziffern 11.4 und 11.5 enthaltenen Eigenkapitalverzinsung und dem Gewerbesteuersatz. [2]Der Gewerbesteuersatz ergibt sich als Produkt aus der Gewerbesteuermesszahl und dem Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr.

11.7 Ergänzend ist bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenaufschlags der jeweilige Zinsbonus gemäß Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente anzusetzen.

Entwurf

11.8 Netzbetreiber sind verpflichtet, sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, diesen bis zum 30. Juni des jeweils vorherigen Kalenderjahres der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen.

12. Qualitätsregulierung

12.1 [1]Die Qualitätsregulierung dient der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. [2]Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern.

12.2 [1]Zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität können Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. [2]Die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ist Teil der Netzleistungsfähigkeit.

12.3 [1]Die Kennzahlen sind unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. [2]Im Anschluss an die Erhebung geeigneter Daten erfolgt die Ableitung und Veröffentlichung der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte. [3]Die Veröffentlichung kann auch die erhobenen Daten umfassen.

12.4 [1]Aus den nach Ziffern 12.2 und 12.3 ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten können Kennzahlenvorgaben entwickelt werden. [2]Diese sind zu veröffentlichen. [3]Sofern Kennzahlenvorgaben nach Satz 1 entwickelt werden, sind bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben insbesondere Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorzunehmen, sofern hinreichend belastbare Daten vorliegen (Qualitätselement).

12.5 Bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit sind objektive strukturelle Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind.

12.6 Nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG.

12.7 Erfolgt eine Bestimmung eines Qualitätselements nach Maßgabe der Ziffer 12.4, so hat der Netzbetreiber die Erlösobergrenze entsprechend anzupassen.

Entwurf

13. Härtefall

[1]Eine Anpassung der Erlösobergrenze kann erfolgen, wenn aufgrund des Eintritts eines Ereignisses nach den Sätzen 3 und 4 im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. [2]Zur Beurteilung der Frage, ob durch den Eintritt des Ereignisses für den Netzbetreiber eine nicht zumutbare Härte entstanden ist, ist eine Gesamtbetrachtung seiner Kosten- und Vermögenssituation durchzuführen. [3]Ein Ereignis im Sinne dieser Ziffer kann nur ein Umstand sein, der aufgrund des Zeitversatzes zum maßgeblichem Basisjahr im Ausgangsniveau nicht abgebildet werden konnte und der weder durch speziellere Anpassungs- und Korrekturregelungen abschließend geregelt ist noch in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt. [4]In den Risikobereich des Netzbetreibers fällt ein Umstand insbesondere, soweit der Netzbetreiber diesen hätte vorhersehen können und in der Folge den Eintritt selbst hätte verhindern oder dessen Auswirkungen auf die Kosten- und Vermögenssituation hätte erheblich abmildern können. [5]Eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers.

14. Regulierungskonto

14.1 [1]Die Differenz zwischen den nach Ziffer 4 zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und auf einem Regulierungskonto verbucht. [2]Gleiches gilt für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Ziffer 7.5 Nr. 1 und 3 und nach Ziffer 8.2 sowie für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen, soweit in einer Festlegung nach Ziffer 7.6 oder Ziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

14.2 [1]Der Netzbetreiber ermittelt bis zum 31. Dezember des Jahres, das dem Kalenderjahr folgt, für das der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurde, die Differenz aus dem nach Ziffer 11.1 ermittelten Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11 und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt. [2]Die Differenz ist auf dem Regulierungskonto des Jahres, für das der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurde, zu verbuchen.

14.3 Durch Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG kann bestimmt werden, dass in Bezug auf weitere Positionen die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr

Entwurf

diesbezüglich entstehenden Kosten und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen wird.

14.4 [1]Die nach den Ziffern 14.1 bis 14.3 verbuchten Differenzen sind in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. [2]Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. [3]Die Verzinsung nach Satz 1 richtet sich nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes nach Ziffer 11.4 des Jahres, für das der Saldo nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde.

14.5 [1]Der nach den Ziffern 14.1 bis 14.3 ermittelte und nach Ziffer 14.4 verzinste Saldo des Regulierungskontos wird annuitätisch über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt jeweils zum 1. Januar des dritten Jahres nach dem Jahr, für das der Saldo nach Ziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde, sowie der zwei darauffolgenden Jahre. [3]Die Annuitäten werden gemäß Ziffer 14.4 verzinst.

14.6 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt auf Antrag den nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 durch den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung nach Maßgabe der Ziffer 14.5 S. 1. [2]Der Antrag nach Satz 1 auf Anpassung der Erlösobergrenze muss bezüglich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres einmal jährlich zum 31. Dezember im folgenden Kalenderjahr gestellt werden. [3]Der Antrag nach Satz 1 muss neben dem ermittelten Saldo die der Anpassung zugrunde liegenden Daten, insbesondere die nach Ziffer 4 zulässigen und die tatsächlich erzielten Erlöse des abgelaufenen Kalenderjahres enthalten.

15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen

15.1 [1]Wird ein Elektrizitätsverteilernetz oder werden mehrere Elektrizitätsverteilernetze, für das oder die jeweils eine oder mehrere Erlösobergrenzen nach Ziffer 4 festgelegt sind, vollständig von einem Netzbetreiber auf einen anderen Netzbetreiber übertragen, so geht die Erlösobergrenze oder gehen die Erlösobergrenzen insgesamt auf den übernehmenden Netzbetreiber über. [2]Satz 1 gilt entsprechend bei Zusammenschlüssen von mehreren Elektrizitätsverteilernetzen.

15.2 [1]Bei einem teilweisen Übergang eines Elektrizitätsverteilernetzes auf einen anderen Netzbetreiber vermindert sich die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers um den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil. [2]Die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des übernehmenden Netzbetreibers erhöht sich um den Anteil der Erlösobergrenze für

Entwurf

den übergehenden Netzteil. [3]Der Anteil der Erlösobergrenze wird bis zur nächsten Ermittlung des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 fortgeführt. [4]Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode bedarf es nicht. [5]Der aufnehmende Netzbetreiber ist berechtigt, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

15.3 Der Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Ziffer 15.2 soll von den beteiligten Netzbetreibern durch eine sachgerechte Vereinbarung bestimmt werden.

15.4 [1]Erfolgt keine Vereinbarung nach Ziffer 15.3, bestimmt sich der Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Maßgabe des Satzes 2 sowie der Ziffern 15.5 bis 15.7. [2]Der Anteil der Erlösobergrenze berechnet sich aus den Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.5 zuzüglich eines Pauschalbetrags für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.6. [3]Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 zu treffen; diese tritt an die Stelle der Bestimmung nach Satz 1.

15.5 [1]Zur Ermittlung der Kapitalkosten nach Ziffer 15.4 werden für jedes verbleibende Jahr der Regulierungsperiode die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Tenorziffer 4.2 S. 2 der Festlegung StromNEF in Verbindung mit Ziffer 9 ermittelt. [2]Grundlage für die Ermittlung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Satz 1 sind die zu übertragenden Verteilungsanlagen, auf deren Übereignung sich die Netzbetreiber verständigt haben. [3]Besteht im Fall des § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG kein Einvernehmen über die zu übereignenden Verteilungsanlagen, werden für die Bestimmung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils die Daten und Informationen zu Verteilungsanlagen zugrunde gelegt, die für das Konzessionsvergabeverfahren gemäß § 46 Abs. 3 EnWG der Gemeinde nach § 46a EnWG übermittelt wurden. [4]Etwaige Anpassungen der Erlösobergrenze nach den Ziffern 4.3 bis 4.5 sowie Ziffer 13 bleiben unberücksichtigt.

15.6 Der Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 berechnet sich aus der Multiplikation des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils des jeweiligen Kalenderjahres nach Ziffer 15.5 zu den in der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenen Kapitalkosten des jeweiligen Kalenderjahres nach Ziffer 9 mit der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der darin enthaltenen Kapitalkosten nach Ziffer 9, der

Entwurf

vorgelagerten Netzkosten nach Ziffer 7.5 Nr. 1 und der Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Ziffer 7.5 Nr. 3 entstehen.

15.7 [1]Die Ermittlung des Anteils der Erlösobergrenze nach den Ziffer 15.4 bis 15.6 erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$EOG_{\text{ÜN},t} = \frac{KK_{\text{ÜN},t}}{KK_t} * (EOG_{ab,t} - vorgNK_t - MsbGK_t)$$

[2]Dabei ist:

$EOG_{\text{ÜN},t}$: Anteil der Erlösobergrenze des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 im jeweiligen Jahr t der Regulierungsperiode,

$KK_{\text{ÜN},t}$: Kapitalkosten nach Ziffer 15.5 in Verbindung mit Ziffer 9 auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 des übergehenden Netzteils im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,

KK_t: Kapitalkosten nach Ziffer 9 auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 des abgebenden Netzbetreibers im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,

$EOG_{ab,t}$: Die ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze nach Ziffer 4 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,

$vorgNK_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen vorgelagerten Netzkosten nach Ziffer 7.5 Nr. 1,

$MsbGK_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Ziffer 7.5 Nr. 3 entstehen.

15.8 Die Netzbetreiber teilen der zuständigen Regulierungsbehörde den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen mit, insbesondere den Übergang von Erlösobergrenzen nach Ziffer 15.1; die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat.

Entwurf

15.9 [1]Die Vereinbarung nach Ziffer 15.3 ist der zuständigen Regulierungsbehörde durch übereinstimmenden Antrag der beteiligten Netzbetreiber vorzulegen. [2]Diese legt den übergehenden Anteil der Erlösobergrenze entsprechend der Vereinbarung nach Ziffer 15.3 fest.

15.10 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde legt den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Maßgabe der Ziffern 15.4 bis 15.7 fest, wenn ihr nicht innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme des Netzbetriebs eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 durch übereinstimmenden Antrag vorgelegt wird. [2]Machen der aufnehmende oder der abgebende Netzbetreiber besondere Gründe geltend, kann die zuständige Regulierungsbehörde den übergehenden Anteil der Erlösobergrenze auf Antrag eines beteiligten Netzbetreibers oder von Amts wegen vor Ablauf der Frist und der Entscheidung nach Satz 1 vorläufig festlegen. [3]Die zuständige Regulierungsbehörde legt den nach Satz 1 bestimmten Anteil der Erlösobergrenze im Laufe einer Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest, wenn ihr die beteiligten Netzbetreiber eine Vereinbarung nach Ziffer 15.4 S. 3 durch übereinstimmenden Antrag vorlegen.

16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung

16.1 [1]Kleine Netzbetreiber können statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienzwerten nach Ziffer 10 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach den Maßgaben der Ziffern 16.2 bis 16.6 wählen. [2]Bei einer Teilnahme am vereinfachten Verfahren erfolgt keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17 und keine Anpassung der Betriebskosten gemäß Ziffer 3.2.

16.2 [1]Für die Bestimmung, ob ein Netzbetreiber als klein im Sinne von Ziffer 16.1 gilt, kommt ein wirtschaftlicher Schwellenwert zur Anwendung. [2]Dieser wird durch die Bundesnetzagentur in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres bestimmt und veröffentlicht. [3]Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Satz 2 ermittelten Wert spätestens zum 30.11. des Jahres vor dem Zeitpunkt aus Satz 2.

16.3 [1]Als Schwellenwert nach Ziffer 16.2 wird ein Betrag in EUR angesetzt, der sich bei der Einbeziehung aller Verteilernetzbetreiber bis zum Erreichen von 90 % aller Ausgangsniveaus ohne vorgelagerte Netzkosten und ohne vermiedene Netzentgelte (bereinigtes Ausgangsniveau) in das Regelverfahren ergibt (Marktabdeckung). [2]Bleibt ein Netzbetreiber mit seinem bereinigten Ausgangsniveau der zum Zeitpunkt der Bestimmung des Schwellenwertes laufenden Regulierungsperiode unterhalb dieses Schwellenwerts, steht ihm als kleinem Netzbetreiber im Sinne von Ziffer 16.1 die

Entwurf

Teilnahme am vereinfachten Verfahren für die folgende Regulierungsperiode offen. [3]Bei der Bestimmung der Marktabdeckung stellt die Bundesnetzagentur auf die zum Zeitpunkt der Bestimmung bundesweit veröffentlichen Ausgangsniveaus gemäß § 23b EnWG ab.

16.4 [1]Für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren bildet die Bundesnetzagentur den Effizienzwert als gewichtetes arithmetisches Mittel aller im bundesweiten Effizienzvergleich nach Ziffer 10 für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach Ziffer 10.4 bereinigten Effizienzwerte (pauschaler Effizienzwert). [2]Der pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen. [3]Bei der Gewichtung wird den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung getragen.

16.5 [1]Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalen Effizienzwert in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres. [2]Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalten Effizienzwert spätestens zum 30.11. des Jahres vor dem Zeitpunkt aus Satz 1.

16.6 [1]Netzbetreiber, die an dem vereinfachten Verfahren teilnehmen wollen, haben dies bei der Regulierungsbehörde jeweils bis zum 31. März des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres zu beantragen. [2]Die Regulierungsbehörde genehmigt die Teilnahme am vereinfachten Verfahren innerhalb von vier Wochen nach Eingang des vollständigen Antrags, wenn die Voraussetzungen vorliegen. [3]Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. [4]Die Landesregulierungsbehörden übermitteln der Bundesnetzagentur spätestens zum 31. Mai des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Jahres eine Liste der Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen werden.

16.7 [1]Kleinstnetzbetreiber mit einem bereinigten Ausgangsniveau von bis zu 500.000 EUR können von der Anwendung der Anreizregulierung nach Ziffer 2.1 und den Vorgaben nach Ziffer 2.4 ausgenommen werden, sofern die zuständige Regulierungsbehörde diese Kleinstnetzbetreiberregelung für ihren Zuständigkeitsbereich einführt. [2]Die Verpflichtungen gemäß § 6b EnWG bleiben unberührt.

16.8. [1]Für die fünfte Regulierungsperiode bestimmt sich das bereinigte Ausgangniveau als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung nach Ziffer 16.7 S. 1 anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten und nach Maßgabe von Ziffer 16.3 S. 1 bereinigten Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode. [2]Innerhalb der fünften

Entwurf

Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung des bereinigten Ausgangsniveaus für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen. [3]Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorherigen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt oder für den noch kein Ausgangsniveau ermittelt wurde, nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG ein kalkuliertes Ausgangsniveau nach Ziffer 5 vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber weiterhin unter dem Schwellenwert gem. Ziffer 16.7 liegt. [4]Auch hier ist eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen.

16.9. [1]Ziffer 16.6 S. 1 und 2 gelten entsprechend für die Kleinstnetzbetreiberregelung. [2]Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. [3]Die Landesregulierungsbehörden übermitteln der Bundesnetzagentur spätestens zum 31. Mai des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Jahres eine Liste der Netzbetreiber, die von der Kleinstnetzbetreiberregelung Gebrauch machen werden.

16.10 [1]Jeder Netznutzer und Letztverbraucher eines Kleinstnetzes kann eine Überprüfung der Entgelte durch die zuständige Regulierungsbehörde verlangen. [2]Es wird vermutet, dass die Bestimmung der Netznutzungsentgelte den rechtlichen Vorgaben entspricht, wenn der Betreiber des Kleinstnetzes kein höheres Entgelt fordert als der Betreiber des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes für die Nutzung des an das Kleinstnetz angrenzenden Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene; grenzen mehrere Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene an, ist das niedrigste Entgelt maßgeblich.

17. Forschung und Entwicklung

17.1 [1]In die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr ist von der Regulierungsbehörde ein Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung einzubeziehen ($F\&E_t$). [2]Der einzubeziehende Zuschlag beträgt 50 Prozent der nach Ziffer 17.2 berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens, wie er sich aufgrund entsprechender Kostennachweise des Netzbetreibers ergibt.

17.2 [1]Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde bewilligt wurde und fachlich betreut wird. [2]Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Mehrkosten gegenüber den Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im

Entwurf

Basisjahr des Kalenderjahres, für das der Zuschlag gewährt wird. [3]Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig.

17.3 [1]Die Einbeziehung nach Ziffer 17.1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers. [2]Der Antrag nach Satz 1 ist zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. [3]Die Angaben im Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können. [4]Näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags kann die Regulierungsbehörde durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG treffen.

17.4 [1]Die Genehmigung ist zu befristen. [2]Die Genehmigung ist mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall zu versehen, dass die nach Ziffer 17.1 in der Erlösobergrenze berücksichtigten Kosten nicht entsprechend den Vorgaben des Bewilligungsbescheides verwendet wurden, in ihrer Höhe von den im Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises oder im Bescheid über die Preisprüfung festgestellten, tatsächlich verwendeten, Forschungsmitteln abweichen oder nachweisbar nicht im Zusammenhang mit dem Forschungs- und Entwicklungsvorhaben stehen. [3]Die Genehmigung kann mit weiteren Nebenbestimmungen versehen werden.

17.5 Nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens hat der Netzbetreiber den Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Regulierungsbehörde vorzulegen.

18. Aufhebung von Festlegungen

Die Festlegung BK8-23-007-A (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) wird zum 31.12.2028 aufgehoben.

19. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern 4.1 S. 2, 4.2 S. 2 und S. 4, 6.1 S. 3, 7.7 S. 2, 8.4 S. 2, 10.4 S. 3 und S. 4, 11.2 S. 3, 11.8, 13 S. 5, 14.6, 15.9 und 15.10 sowie 16.6 S. 1

Entwurf

und 2, 16.9 S. 1 und 17.3 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Ziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

20. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Entwurf

Inhaltsverzeichnis

1. Adressaten ... 3
2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode ... 3
3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode ... 3
4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze ... 4
5. Ausgangsniveau ... 7
6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor ... 8
7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ... 8
8. Volatile Kostenanteile ... 9
9. Kapitalkostenabzug ... 10
10. Effizienzvergleich ... 11
11. Kapitalkostenaufschlag ... 12
12. Qualitätsregulierung ... 14
13. Härtefall ... 15
14. Regulierungskonto ... 15
15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen ... 16
16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung ... 19
17. Forschung und Entwicklung ... 21
18. Aufhebung von Festlegungen ... 22
19. Verfahrensvorschriften ... 22
20. Kostenentscheidung ... 23

GRÜNDE ... 28

I. ... 28

1. ECKPUNKTEPAPIER „NETZE. EFFIZIENT. SICHER. TRANSFORMIERT." ... 28

1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST ... 28
1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ... 34

2. VERFAHRENSEINLEITUNG ... 47

3. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG ... 47

3.1 Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST ... 47
3.2 Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag ... 48
3.3 Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile" ... 48

4. SACHSTANDPAPIER TENOR UND ERWÄGUNGEN ... 49

4.1 Inhalte des Sachstandpapiers ... 49
4.2 Stellungnahmen zum Sachstandpapier ... 49

5. AUFTRENNUNG IN ZWEI SEPARATE VERFAHREN STROM/ GAS ... 145

Entwurf

6. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG 145

6.1 EXPERTENAUSTAUSCH ZUM VEREINFACHTEN VERFAHREN 145

6.2 AUSTAUSCH ZU DEN WIRTSCHAFTLICHEN AUSWIRKUNGEN 146

7. ANHÖRUNG DES FESTLEGUNGSENTWURFS 146

8. WEITERER VERFAHRENSABLAUF 146

II. 147

1. ZUSTÄNDIGKEIT 147

2. ERMÄCHTIGUNGSGRUNDLAGE 147

3. FORMELLE RECHTMÄßIGKEIT 147

4. RECHTLICHER RAHMEN 148

4.1 EUROPÄISCHER RECHTSRAHMEN 148

4.2 NATIONALER RECHTSRAHMEN 153

5. ADRESSATEN (TENORZIFFER 1) 156

6. FORTFÜHRUNG DER ANREIZREGULIERUNG (TENORZIFFER 2) 158

6.1 FORTFÜHRUNG DER ANREIZREGULIERUNG 158

6.2 ANREIZREGULIERUNG UNTER VORGABEN VON INDIVIDUELLEN OBERGRENZEN FÜR ERLÖSE 167

6.3 INDIVIDUELLER BEZUG DER EFFIZIENZVORGABEN 168

7. DAUER DER REGULIERUNGSPERIODE UND SONDERREGELUNGEN FÜR DIE FÜNFTE REGULIERUNGSPERIODE; BASISJAHR (TENORZIFFER 2 UND 3) 169

7.1 DAUER DER REGULIERUNGSPERIODE 169

7.2 SONDERREGELUNGEN FÜR DIE FÜNFTE REGULIERUNGSPERIODE 198

7.3 BASISJAHR 202

7.4 ZEITLICHER ANWENDUNGSBEREICH 203

7.5 ÜBERGANGSZEIT NACH TENORZIFFER 2.4 203

8. REGULIERUNGSFORMEL UND ANPASSUNGEN DER ERLÖSOBERGRENZE (TENORZIFFER 4) 204

8.1 BESTIMMUNG DER ERLÖSOBERGRENZEN (TENORZIFFER 4.1) 204

8.2 ANPASSUNG DER ERLÖSOBERGRENZEN (TENORZIFFER 4.2) 205

8.3 REGULIERUNGSFORMEL (TENORZIFFERN 4.3 UND 4.4) 206

8.4 DEFINITIONEN DER ELEMENTE DER REGULIERUNGSFORMEL (TENORZIFFER 4.5) 210

9. AUSGANGSNIVEAU (TENORZIFFER 5) 210

9.1 FESTLEGUNG UND GRUNDSÄTZE DES AUSGANGSNIVEAUS (TENORZIFFER 5.1) 211

9.2 OPEX UND CAPEX IM AUSGANGSNIVEAU EINSCHLIEßLICH WACC-ANSATZ (TENORZIFFER 5.2) 213

9.3 VERWEIS AUF METHODENFESTLEGUNGEN (TENORZIFFER 5.3) 216

Entwurf

9.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4) 217

10. PREIS- UND PRODUKTIVITÄTSANPASSUNG DER OPERATIVEN KOSTEN (VERBRAUCHERPREISGESAMTINDEX UND GENERELLER SEKTORALER PRODUKTIVITÄTSFAKTOR NACH TENORZIFFER 6) 219

10.1 Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 219
10.2 Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes 224
10.3 Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen 227
10.4 Prognosegüte des Xgen 229
10.5 Daten zur Ermittlung des Xgen 230
10.6 Methodik zur Ermittlung des Xgen 231
10.7 Sektorspezifische Ermittlung des Xgen 231
10.8 Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode 232
10.9 Anwendung des VPI auf die operativen Kosten 233
10.10 Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen 233
10.11 Anmerkung zum Verfahren 234
10.12 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3) 235

11. KOSTENANTEILE, DIE NICHT DEM EFFIZIENZVERGLEICH UNTERLIEGEN (TENORZIFFER 7) 235

11.1 Kriterien für KA_{NEU} (Tenorziffer 7.1) 237
11.2 Exogenität (Tenorziffer 7.2) 239
11.3 Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3) 240
11.4 Volatilität (Tenorziffer 7.4) 241
11.5 Werthaltigkeit 241
11.6 Anerkennung von KA_{NEU} (Tenorziffer 7.5) 242
11.7 Ablehnung von KA_{NEU} 252
11.8 Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6) 259
11.9 Ermittlung und Anpassung der KA_{NEU} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7) 259

12. VOLATILE KOSTENANTEILE (TENORZIFFER 8) 260

12.1 Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1) 260
12.2 Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3) 262
12.3 Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4) 276

13. KAPITALKOSTENABZUG (TENORZIFFER 9) 277

13.1 Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1) 279
13.2 Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2) 280
13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4) 282

14. EFFIZIENZVERGLEICH (TENORZIFFER 10) 283

14.1 Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs (Tenorziffer 10.1) 283

Entwurf

14.2 Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.2) ... 286
14.3 (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.3) ... 287
14.4 Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.4) ... 287

15. KAPITALKOSTENAUFSCHLAG (TENORZIFFER 11) ... 288

15.1 Allgemeines ... 288
15.2 Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags ... 289
15.3 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ... 290
15.4 Verzinsungsbasis ... 290
15.5 Zinsbonus ... 292
15.6 Anzeigeverfahren ... 293

16. QUALITÄTSREGULIERUNG (TENORZIFFER 12) ... 294

16.1 Allgemeines ... 294
16.2 Zielbestimmung und Anwendung ... 295
16.3 Festlegung von Kennzahlen ... 295
16.4 Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung ... 297
16.5 Weitere Bestimmungen ... 299

17. HÄRTEFALL (TENORZIFFER 13) ... 300

17.1 Ereignis nach Satz 3 und 4 ... 301
17.2 Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber ... 303
17.3 Verfahrensregelung ... 304

18. REGULIERUNGSKONTO (TENORZIFFER 14) ... 305

19. ÜBERGANG VON NETZEN, NETZZUSAMMENSCHLÜSSE UND -AUFSPALTUNGEN (TENORZIFFER 15) ... 310

19.1 Vollnetzübergang ... 310
19.2 Teilnetzübergang ... 311
19.3 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ... 315

20. VEREINFACHTES VERFAHREN (TENORZIFFER 16) ... 315

21. FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG (TENORZIFFER 17) ... 324

22. AUFHEBUNG VON FESTLEGUNGEN (TENORZIFFER 18) ... 327

23. VERFAHRENSVORSCHRIFTEN (TENORZIFFER 19) ... 328

24. KOSTEN (§ 91 ENWG) ... 329

III. ÖFFENTLICHE BEKANNTMACHUNG (§ 73 ABS. 1A S. 1 ENWG) ... 330

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG ... 331

Entwurf

Gründe

I.

1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“

1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST

1 Die Bundesnetzagentur hat am 18.01.2024 ein Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (Eckpunktepapier NEST) zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und GasNEV veröffentlicht. In diesem hat die Bundesnetzagentur ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung zusammengefasst, unter anderem auch betreffend den Regulierungsrahmen, der Gegenstand dieser Festlegung ist.

2 Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

1.1.1 Hintergründe

3 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 2.9.2021 (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 22.12.2023 (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.

Entwurf

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

1.1.2 Regulierung von Netzen 2005 bis heute

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

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

Entwurf

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.

Entwurf

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.

18 Drei Viertel der Verteilernetzbetreiber entschieden sich für das sog. vereinfachte Verfahren, das eine Kostenprüfung, allerdings u.a. keine Teilnahme am Effizienzvergleichsverfahren beinhalte. Das vereinfachte Verfahren mit seinen Prozessvereinfachungen für kleinere Netzbetreiber solle es grundsätzlich weiterhin geben. Anpassungen, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, seien im Detail zu prüfen.

1.1.5 Dauer der Regulierungsperiode

19 Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, solle die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führe dazu, dass die beeinflussbaren Kosten eines

Entwurf

Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht würden.

20 Veränderungen bei den CAPEX könnten über den Kapitalkostenabgleich nachgefahren werden. Dies solle grundsätzlich weitergeführt werden.

21 Veränderungen (egal ob Aufwüchse oder Absenkungen) bei den individuellen OPEX würden in der vorab vorgegebenen Erlösobergrenze mit Zeitverzug angepasst. Dies biete die Möglichkeit für die Netzbetreiber, aus Effizienzsteigerungen Gewinne zu generieren. Zwischenzeitliche Kostenzuwächse oder -absenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode fänden dabei allerdings möglicherweise nur eine verzögerte oder keine Berücksichtigung.

22 In dem zunehmend dynamischen Umfeld der Stromnetzbetreiber werden Konstellationen geltend gemacht, in denen regelmäßigere Anpassungen der OPEX erforderlich und angemessen seien werden. Dann nämlich, wenn zusätzlich aufwachsende OPEX, insb. bei Personal oder Software, die nicht aktiviert werden könnten, trotz realisierter Effizienzsteigerungen nicht durch die Erlösobergrenze finanziert werden könnten.

23 Im Gasbereich seien infolge der Dekarbonisierung ebenfalls dynamische Kostenentwicklungen zu erwarten; denkbar seien hier je nach individueller Konstellation Kostenrückgänge oder Kostenzuwächse.

24 Unter bestimmten Bedingungen der Verfahrensvereinfachung, sei eine Dauer von drei anstatt fünf Jahren für eine Regulierungsperiode denkbar. Damit sei ein Zeitversatz bei der direkten Anerkennung von Kosten (im Sinne der Anerkennung oder Nicht-Anerkennung von Kosten) zwar nicht vollständig aufgehoben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur bilde eine dreijährige Regulierungsperiode aber einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten an die Ausbaudynamik einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits ab.

25 Die Verkürzung der Regulierungsperiode setze allerdings eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraus, die wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung voraussetze.

26 Ein Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung sei eine kurze Regulierungsperiode selbst. Durch kurze Prüfzyklen sinke der Anreiz der Netzbetreiber zur Ausnutzung des „Basisjahreffektes“. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres“ könnte insofern dosierter erfolgen, in der Prüfpraxis könnte grundsätzlich eher von einer

Entwurf

Durchschnittsbildung ausgegangen und verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt werden.

27 Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode würden aber auch bei dreijährigen Prüfzyklen erforderlich bleiben. Diese sollten auch weiterhin über dauerhaft nicht beeinflussbare bzw. volatile Kostenkategorien abgebildet werden. Auch sollten die Veränderungen der Kapitalkosten weiterhin über das Modell eines Kapitalkostenaufschlags abgebildet werden können.

1.1.6 Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

28 Die ARegV sehe in § 11 Abs. 2 einen umfangreichen Katalog an Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile (dnbK) vor, die als solche nicht den Effizienzvorgaben unterlägen und jährlich angepasst werden könnten. Daneben sehe die Anreizregulierung die Kategorie der volatilen Kosten (vK) vor, die wie dnbK zwar jährlich angepasst werden könnten, aber dem Effizienzvergleich unterlägen.

29 Aktuell gehe die Bundesnetzagentur davon aus, dass es auch in einer zukünftigen Regulierung Kostenpositionen geben werde, die, abweichend vom Budgetansatz, als dnbK oder vK jährlich anpassbar sind und möglicherweise nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Allerdings sei der Katalog der dnbK historisch gewachsen, führe zu bürokratischen Datenmeldungs- und Anpassungsverfahren und setze Fehlanreize. Diese seien zu überprüfen und abzubauen.

30 Im Rahmen einer Festlegung müsse die Bundesnetzagentur die Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren und volatilen Kosten klar definieren, um sie von anderen (beeinflussbaren) Kosten abzugrenzen und zu begründen.

31 Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sehe die Bundesnetzagentur 1) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie 2) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

32 Eine sichere Aussage über die Exogenität einer Kostenposition sehe die Bundesnetzagentur nach dem aktuellen Stand der Überlegungen bei den vorgelagerten Netzkosten sowie den vermiedenen Netzentgelten als gegeben an.

Entwurf

33 Wo die Exogenität einer Kostenposition als solche nicht klar fassbar sei, könnten die Gleichartigkeit, mit der die Kosten bei den verschiedenen Netzbetreibern anfallen, sowie die Volatilität der Kostenentwicklung als Hilfskriterien verwendet werden.

34 Ein reduzierter Katalog der dnbK würde bei einer verkürzten Regulierungsperiode nicht so erheblich wirken wie dies bei der bisherigen fünfjährigen Regulierungsperiode der Fall wäre, da Kostenänderungen ohnehin im System kurzfristiger nachgefahren werden könnten.

1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

35 Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29.02.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme. Es sind insgesamt 196 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eingegangen. Es haben 127 Netzbetreiber, acht Verbände der Energiewirtschaft, neun Landesregulierungsbehörden, zehn Energieversorger und Industriekundenvertreter sowie 42 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen.

36 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

37 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/start.html

1.2.1 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

38 In vielen Stellungnahmen wurde das bisherige Regulierungssystem als weitgehend oder grundsätzlich bewährt angesehen. Teilweise wurde diese Bewertung nur für die Vergangenheit getroffen und für die Zukunft partieller oder auch umfassender Reformbedarf geltend gemacht. Es fand sich jedoch auch die Aussage, dass es in der bisherigen Umsetzung kaum echte (funktionierende) Anreizelemente gebe, weil Kostensenkungen kurzfristig abgeschöpft würden.

39 In einem Teil der Stellungnahmen fiel die Bewertung zwischen den Sektoren Strom und Gas unterschiedlich aus und heterogene oder sektorspezifisch unterschiedliche bis hin zu diametralen Entwicklungen wurden betont. Die Regulierung der Strom- und Gasverteilnetze werde sich zunehmend unterschiedlich ausgestalten müssen. Teilweise wurde eine Fortschreibung der heutigen Anreizregulierung für die Erdgasverteilernetze als volkswirtschaftlich kaum vertretbar bewertet, da weiterhin Anreize für die Verteilernetzbetreiber beständen, in neue Anlagen zu investieren. In Teilen wurde auf immer

Entwurf

stärker wirkende exogene Einflüsse, etwa bezüglich der Gasnetze durch kommunale Wärmeplanung oder Rückbauverpflichtungen, verwiesen.

40 In anderen Stellungnahmen wurde in der Bewertung hingegen nicht zwischen den Sektoren unterschieden und/oder es wurde explizit eine einheitliche Grundsystematik für Strom und Gas gefordert. In diesem Zusammenhang wurde auch ausgeführt, dass eine unterschiedliche prozessuale Ausgestaltung zusätzliche Verwaltungskosten bei Mehrsparten-Netzbetreibern verursache und damit den Effizienzzielen entgegenstehe.

41 Es wurde auch explizit auf alternative Regulierungsansätze zur Prüfung verwiesen. Etwa wurde eine stärkere Ist-Kosten-Orientierung bezüglich des Strom- und des Gassektors innerhalb einer Anreizregulierung angeregt. Eine Yardstick-Regulierung wurde teilweise explizit abgelehnt, jedoch in anderen Rückmeldungen auch explizit zur Prüfung empfohlen. In einer Stellungnahme wurde ein Baukastensystem thematisiert, bei dem Anpassungen an die Bedürfnisse jedes Sektors bzw. eines jeden individuellen Netzbetreibers abhängig von seinem aktuellen Entwicklungspfad in Richtung Dekarbonisierung erfolgten, um auf die zunehmende Heterogenität in den Versorgungsaufgaben zu reagieren. Eine Stellungnahme regte an, zumindest für das vereinfachte Verfahren das System der Regulierungsperiode durch ein rollierendes System unter Abstellung auf Tätigkeitsabschlüsse zu ersetzen. Eine Price-Cap Regulierung wurde in zwei Stellungnahmen mit Verweis auf das anstehende Investitionsvolumen als eher kontraproduktiv bewertet.

42 Es wurde darauf hingewiesen, dass internationale Vergleiche mit Regulierungssystemen in anderen Ländern nur dort vorgenommen werden sollten, wo mit Blick auf den Ausbaubedarf der Netze (inkl. Ersatzinvestitionen) und die erforderliche Transformationsgeschwindigkeit tatsächlich vergleichbare Rahmenbedingungen vorlägen.

43 Allgemeiner wurde auf eine hohe Dynamik in beiden Sektoren verwiesen, aufgrund derer der Budgetansatz für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber an erkennbare Grenzen stoße. Es wurde gefordert, dass die Regulierung vorrausschauend sein müsse. Beispielhaft wurden hierfür die Regulierungsmodelle aus Großbritannien, den Niederlanden (vorrausschauende OPEX) und Österreich genannt. Auch wurde ein Zielkonflikt zwischen vorrausschauenden Netzausbau und damit einhergehenden betriebswirtschaftlichen Problemen geltend gemacht.

44 Es wurde angeregt, dass das Regulierungssystem nicht nur kurzfristige, sondern auch langfristige Anreize setzen müsse, um eine möglichst schnelle Transformation der Strom- und Gasnetze zu ermöglichen („periodenübergreifende Anreizsetzung“). In einer Stellungnahme

Entwurf

wurde in diesem Zusammenhang ein "Efficiency-Carry-Over-Mechanismus" vorgeschlagen. Eine Stellungnahme regte an, dass das Regulierungssystem auch sektorübergreifende Synergien fördern und eine integrierte Betrachtung der Energieversorgung ermöglichen solle.

45 Es wurde eingefordert, dass alle Anpassungen auf ihre Wirkung auf Kapitalgeber geprüft werden. Netzbetreiber mit hohen Investitionen müssten in der Lage sein, Kapitalgebern einen Business-Case mit angemessener Ertragskraft zu präsentieren. Ein Beitrag forderte, dass es durch unterschiedliche Regulierungssysteme nicht zu Nachteilen bei der Beschaffung von Kapital kommen dürfe. Das System dürfe keine Anreize zur Verschiebung von Investitionen geben. Die Investitionsbedarfe seien bei allen Energienetzen – einschließlich Wasserstoff – sehr hoch.

46 In Bezug auf das Verhältnis von OPEX und CAPEX wurde auch ausgeführt, dass Investitionen, die getätigt werden, um Netzausbau zu vermeiden oder kosteneffizienter zu gestalten, belohnt werden müssten. Eine Stellungnahme riss an, dass eine fokussierte CAPEX-Verzinsung hier möglicherweise nicht ausreichende Anreize setze. Insbesondere für den Stromsektor solle eine TOTEX-Regulierung erwogen werden. Wenn die aktuelle Differenzierung nach OPEX und CAPEX (inklusive Verzinsungen) entfalle, zahle dies auf die operative Umsetzung einer verkürzten Regulierungsperiode ein.

47 Zudem wurde darauf hingewiesen, dass ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel zu vermeiden sei. Seit Beginn der Anreizregulierung hätten sich in der Praxis zahlreiche Systeme und Prozesse etabliert, die sich auf den bestehenden Regulierungsrahmen beziehen. Zudem seien in den letzten 15 Jahren zahlreiche strittige Aspekte des Regulierungsrahmens von Gerichten entschieden worden. Die zur Realisierung der Energiewende notwendigen Investoren würden eine zuverlässige und im gewissen Rahmen planbare Regulierung erwarten.

48 Stromspezifisch wurde ausgeführt, dass eine deutlich bessere Datengrundlage zur Auslastung der Netze und Instrumente zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur unabdingbar sei. Erforderlich seien kurzfristig wirksame Anreize für die Beschleunigung der Schaffung von Transparenz in allen Spannungsebenen sowie des Netzaus- und -umbaus. Dabei sollten insbesondere die belohnt werden, die im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern besonders schnell vorankämen. Die Wirksamkeit von solchen neuen Regulierungsansätzen solle mit den vorliegenden Netzentwicklungs- bzw. Netzausbauplänen gemonitort werden.

Entwurf

49 Im Hinblick auf die Verfahrensgestaltung wurde eine Komplexitätssteigerung, etwa beim Umfang abgefragter Daten, bemängelt. Ähnlich wurde angeregt, Bürokratie abzubauen, wobei jedoch die Einzelfallgerechtigkeit nicht eingeschränkt werden solle.

50 Für die Diskussion des Regulierungsrahmens wurde angeregt, dass die Bundesnetzagentur aktiv Akteure beispielsweise aus der Zivilgesellschaft und aus der Wissenschaft hinzuziehen solle, um eine Diskussion zu ermöglichen, die über die Eigeninteressen der Netzbetreiber hinausgehe und die zudem neue Perspektiven eröffne. Zudem solle die Rahmenfestlegung bereits sehr konkret werden, etwa bezüglich Entschädigungsregelungen bei einer Umstellung des Kapitalerhaltungskonzepts. Die ökonomische Beurteilung der angedachten Änderungen müsse gesamthaft erfolgen und erfolgen können.

1.2.2 Vereinfachtes Verfahren

51 Seitens der Netzbetreiber wurde überwiegend kein Bedarf für eine Modifizierung der Regeln für das vereinfachte Verfahren gesehen und sich für eine Beibehaltung ausgesprochen. Kleine Unternehmen seien weiterhin von der Teilnahme an komplexen regulatorischen Verfahren auszunehmen, die einen hohen Aufwand der Datenerhebung und intensive Auseinandersetzungen mit komplexen regulatorischen Modellen erfordern. Zugleich dürften durch weitere Pauschalierungen keine zusätzlichen Benachteiligungen für kleinere Netzbetreiber entstehen. Neue Regelungen müssten sicherstellen, dass auch für Unternehmen im vereinfachten Verfahren eine Transformation hin zu dekarbonisierten Gasen möglich wird. Teilweise wurde betont, dass die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren gleichermaßen Effizienzanforderungen unterlägen wie im regulären Verfahren und ein Zusammenhang zwischen Effizienz und Unternehmensgröße nicht belegt sei. Dezentrale Strukturen seien ein Garant für Netzqualität und hohen Kundennutzen. Darüber hinaus wurde hervorgehoben, dass das vereinfachte Verfahren für kleine Netzbetreiber attraktiv bleiben müsse, um zu vermeiden, dass durch eine vermehrte Teilnahme kleiner Netzbetreiber am Regelverfahren durch die steigende Heterogenität und geringere Vergleichbarkeit das Benchmarking verzerrt werde und dies zu nicht sachgerechten oder nicht erreichbaren / nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führt.

52 In einem Teil der Stellungnahmen wurden Anpassungen des vereinfachten Verfahrens vorgeschlagen: Dies betraf etwa die Anzahl der zu erhebenden Daten im Rahmen von Erhebungsbögen, die Berichtspflichten im Rahmen der Kostenprüfung sowie eine Genehmigungsfiktion um den Rückstand bei der Überprüfung der Kosten zu reduzieren.

Entwurf

Vereinzelt wurden Stichprobenverfahren beim Monitoring und Xgen vorgeschlagen. Auch eine Anhebung der pauschalierten Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) von derzeit 5 % wurde genannt, da sich die entsprechenden Kostenbestandteile in der Zwischenzeit deutlich erhöht hätten. Zum Teil wurde Optimierungspotential bei der Berücksichtigung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen im Gasnetz gesehen, da im rückläufigen Gasmarkt die im Ausgangsniveau enthaltenen kostenmindernden Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen für die künftigen Jahre systematisch zu hoch angesetzt würden.

53 Verschiedene Stellungnahmen schlugen eine Veränderung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren vor. Für Strom wurde mit Blick auf zu erwartende Kundenzuwächse, etwa durch E-Mobilität und Wärmepumpen, eine Erhöhung der Schwelle für die Aufnahme in das vereinfachte Verfahren angeregt, unter anderem in Richtung der De-Minimis-Grenze von 100.000 Kunden. In einer Stellungnahme wurde Bedarf für eine Erhöhung der bestehenden Grenzwerte sowohl für Strom als auch für Gas gesehen. Zudem wurde zur Reduzierung des Verfahrensaufwands vorgeschlagen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen und nur die Teilnahme am regulären Verfahren angezeigt werden muss.

54 In Stellungnahmen von Netznutzern sowie interessierten Dritten wurde eine Absenkung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren angeregt, beispielsweise auf ein Drittel. Teilweise wurde eine Abschaffung des vereinfachten Verfahrens vorgeschlagen, insbesondere um alle Netzbetreiber den Effizienzvorgaben zu unterwerfen. Es bestünde ein erhebliches Potential zur Hebung von Effizienzsteigerungen, die sich wiederum netzentgeltreduzierend auswirkten. Aufgrund der geplanten Vereinfachungen im künftigen Regulierungssystem gebe es keinen Grund mehr, daran festzuhalten. Dies würde auch der Kleinteiligkeit der Netze entgegenwirken. Eine Stellungnahme hielt es bei den Stromverteilnetzen für wichtig, das vereinfachte Verfahren einer Kosten-Nutzen-Analyse zu unterziehen. In diesem Zusammenhang wurde als Alternative ein Yardstick-Ansatz vorgeschlagen. Durch die stärkere Abstraktion von den individuellen Netzkosten werde der Aufwand begrenzt. Anknüpfend an Potentiale zur Effizienzsteigerung betonte eine Stellungnahme, dass bei gleichbleibender Anwendungsquote des vereinfachten Verfahrens, sicherzustellen sei, dass aufgrund lokaler Entscheidungen bedingte Ineffizienzen auch lokal getragen werden.

Entwurf

1.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

55 Überwiegend wurde die These, die Regulierungsperiode deutlich zu verkürzen, um starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, abgelehnt. Die Ablehnung bezieht sich dabei zwar teilweise auch auf die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst, aber vor allem auf die Eignung der Verkürzung Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Erlösobergrenze abzubilden. Soweit teilweise eine Verkürzung der Regulierungsperiode zur kurzfristigeren OPEX-Abbildung befürwortet wurde, war dies in der Regel mit dem Hinweis auf die Notwendigkeit erheblicher Vereinfachungen verbunden. Teilweise wurde bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode mit Blick auf das Erdgasverteilnetz eine schnellere Minderung von Netzentgelten aufgrund zurückgehender Betriebskosten herausgestellt.

56 Die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst wurde überwiegend, insbesondere seitens der Netzbetreiber, kritisch gesehen. Hintergrund waren überwiegend Zweifel an der Umsetzung notwendiger Vereinfachungen. Ausdrücklich abgelehnt wurde eine Verkürzung jedoch nur vereinzelt. Überwiegend sahen die Stellungnahmen eine erhebliche Vergrößerung des Abwicklungsaufwand und damit verbunden eine Vergrößerung von Bearbeitungsrückständen und Rückabwicklungsproblematiken bei Gerichtsverfahren und in der Folge von Unsicherheiten für die Netzbetreiber. Viele Stellungnahmen hielten einerseits eine Umsetzung von Effizienzvorgaben in dem kürzeren Zeitraum für nicht oder kaum möglich und sahen andererseits eine Verringerung des Anreizes zu Effizienzsteigerung bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode, da die Netzbetreiber von den erzielten Effizienzgewinnen nur bis zum Ende der Regulierungsperiode profitierten. In dem Zusammenhang wurde vereinzelt befürchtet, dass der Abbau von Ineffizienzen innerhalb der verkürzten Periode zur Verringerung von Unternehmensgewinnen und damit Investitionsanreizen führe und ein Auseinanderfallen der tatsächlichen und den über die Erlösobergrenze erlösbaren Kosten verschärft würde. Viele Netzbetreiber sahen die Gefahr von Vereinfachungen und Pauschalierungen zu ihren Lasten. Auf der anderen Seite wurde aber auch die Gefahr von Vereinfachungen und Pauschalierungen zulasten der Netznutzer gesehen. Teilweise wurde in einer Verkürzung der Regulierungsperiode eine Verringerung von Planungssicherheit und Stabilität gesehen.

57 Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen hielt eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX für erforderlich, hierfür allerdings eine Verkürzung

Entwurf

der Regulierungsperiode für nicht geeignet bzw. nicht ausreichend. Es verbleibe ein Zeitverzug trotz Verkürzung der Regulierungsperiode. Zudem sahen viele Stellungnahmen einen akuten Handlungsbedarf bereits für die vierte Regulierungsperiode, so dass die vorgeschlagene Verkürzung zu spät käme. Schließlich wurde die These häufig auch mit der Begründung abgelehnt, es gebe bessere Lösungsoptionen für eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX als eine Verkürzung der Regulierungsperiode.

58 Die Stellungnahmen enthielten mehrere Vorschläge für alternative Instrumente zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX. Vielfach blieb es jedoch bei der Nennung von Schlagworten, insbesondere fehlte es an Ausführungen zur Frage, wie gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz gesetzt werden. Am häufigsten genannt wurde die Einführung eines Betriebskostenfaktors nach österreichischem Vorbild sowie eine stärkere Zukunftsorientierung, insbesondere die Berücksichtigung von Trends. Viele Stellungnahmen schlugen eine Erweiterung des Kataloges der volatilen Kosten vor, zum Beispiel um Personalkosten und IT-Aufwendungen. Teilweise wurden eine Erweiterung des Kataloges der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, eine OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag, die Einführung pauschalierter Härtefallanträge nach österreichischem Vorbild oder auch Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor als alternatives Instrument. Vereinzelt wurde der Ansatz von jährlichen Plankosten mit Ist-Kosten-Abgleich ausgehend von Wirtschafts- und Mittelfristplanungen der Unternehmen oder auch die jährliche Anpassung der Personalkosten in der Erlösobergrenze genannt. Eine Stellungnahme schlug für das für die Gasverteilernetze vor, innerhalb der Periode Jahr für Jahr einen vorgegebenen Korridor der Kostensenkung für OPEX festzulegen.

59 Vereinfachung wurden überwiegend unabhängig von einer Verkürzung der Regulierungsperiode befürwortet. Vereinzelt wurde in Frage gestellt, inwiefern pauschalierende Vereinfachungen den heterogenen Herausforderungen der Netzbetreiber und auch zwischen Strom- und Gasnetzen gerecht werden können. Die Vorschläge zur Vereinfachung bezogen sich sowohl auf die Ausgestaltung der Verfahren im Allgemeinen, konkret auf die Kostenprüfung, aber auch auf Datenerhebung und Berichtsstruktur.

Entwurf

1.2.4 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

1.2.4.1 Allgemeines

60 Im Hinblick auf den derzeit gültigen Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (im Folgenden: dnbK) gemäß § 11 Abs. 2 ARegV sah die Mehrheit der Stellungnahmen keinen akuten Handlungsbedarf. Der Katalog enthalte die wesentlichen, durch die Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kostenkategorien und verursache weder auf Seiten der Netzbetreiber noch der Regulierungsbehörden einen übermäßigen Abwicklungsaufwand. Auch die Datenerhebung und -meldung funktioniere unproblematisch. Es bestünden eher Bedarfe, den Katalog zu erweitern. Einige Stellungnahmen sahen demgegenüber durchaus einen Reformbedarf des derzeitigen Systems. Als Gründe wurden etwa Aufwand und Bürokratie oder die erheblichen Umfänge, die die dnbK an den Gesamtkosten mittlerweile ausmachten, genannt. Vor diesem Hintergrund sei die Überprüfung des dnbK-Katalogs auf Fehlanreize und Vereinfachungen sehr zu begrüßen.

61 Während ein angestrebter Komplexitätsabbau und Bürokratieabbau zwar von der Mehrheit begrüßt wurde, betonten viele Unternehmen jedoch, dass der Abbau keine generelle Schlechterstellung der Netzbetreiber zur Folge haben dürfe. In diesem Zusammenhang wies die Branche daraufhin, dass Arbeitsbedingungen und soziale Standards bei der Realisierung von Kostensenkungen und Vereinfachungen nicht leiden dürften. Zudem könne eine Reduzierung des dnbK-Katalogs die Umsetzung der Energiewende erschweren. Auch Vertrauensschutzgesichtspunkte dürften schließlich nicht außer Acht bleiben. Eine Herausforderung eines neuen dnbK-Systems sei ferner die Erfassung sowohl unregelmäßig schwankender Kosten als auch nicht bei allen Netzbetreibern gleichermaßen auftretender Kosten. Nur so könnten unsachgerechte Verzerrungen beim Effizienzvergleich vermieden werden. Mit Blick auf mögliche Vereinfachungen des derzeitigen Systems, sei eine geeignete Pauschalierung bei weniger bedeutsamen Positionen denkbar. Außerdem könne eine Vereinfachung der Prüfung durch eine Verpflichtung im Rahmen einer Festlegung nach § 6b EnWG, dnbK jährlich auszuweisen, erreicht werden. Aufwändige Nachweise für nicht eindeutig den dnbK zuzuordnenden Positionen sollten vermieden werden (Stichwort: Bürokratieabbau). Vereinzelt wurde schließlich angezweifelt, inwieweit die Streichung einzelner Positionen überhaupt prozessverschlankende Effekte habe.

Entwurf

unter Beiladung von

[redacted], vertreten durch [redacted],

Beigeladene zu 1) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 1): [redacted]

[redacted], vertreten durch [redacted],

Beigeladene zu 2) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 2): [redacted]

am [redacted] beschlossen:

Entwurf

67 Darüber hinaus wurde zur Bestimmung eines dnbK-Katalogs der Bedarf verschiedener weiterer Kriterien gesehen. Dazu gehörte insbesondere das bisherige Einordnungskriterium der Notwendigkeit der Berücksichtigung einer Position im Effizienzvergleich bzw. mit anderen Worten die Frage, ob die Position einem Effizienzdruck unterliegen soll. Mehrfach wurde ferner vorgetragen, dass bei der Kategorisierung auch zwingend die Heterogenität der Netzbetreiberlandschaft in Deutschland berücksichtigt werden müsse, da es andernfalls zu Verzerrungen im Effizienzvergleich komme. Schließlich forderten einige Stellungnahmen bei der Kategorisierung Kosten mit einzubeziehen, die sich unmittelbar aus gesetzlichen Pflichten – wie beispielsweise betrieblicher Mitbestimmung – ergeben. Dieser Aspekt wurde teilweise als zusätzliches Kategorisierungskriterium, aber überwiegend als eigene dnbK-Kategorie vorgebracht. Teilweise wurde darüber hinaus gefordert, auch Änderungen von gesetzlichen und behördlichen Vorgaben sowie Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe bei der Kategorisierung einzubeziehen.

1.2.4.3 DnbK-Positionen: Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte

68 Eine Einstufung der vorgelagerten Netzkosten als exogen wurde von der Branche weit überwiegend geteilt. Einzelne Stellungnahmen zweifelten die generelle Nichtbeeinflussbarkeit der vorgelagerten Netzkosten an. So könne man diese durch gemeinsame Planung und Nutzung von wettbewerblich beschafften Flexibilitäten langfristig beeinflussen. Zudem könne zunehmend Einfluss auf die Netzspitzenlast genommen werden, beispielsweise durch atypische Netznutzung oder zeitvariable Netzentgelte. Wenn durch sog. Peakshaving ein dauerhaft positiver Effekt generiert werde, sollten demnach Teile der oder die gesamten vorgelagerten Kosten beeinflussbare Kosten sein.

1.2.4.4 DnbK-Position: Personalzusatzkosten

69 Der weit überwiegende Teil der Stellungnahmen forderte, die Einordnung der Personalzusatzkosten als dnbK beizubehalten. Der Begriff Personalzusatzkosten bezog sich dabei neben Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV häufig auch auf Kosten im Sinne der Nr. 10 und 11. Die Nichtberücksichtigung solcher Kosten als dnbK begegne erheblichen Bedenken. Die insoweit maßgeblichen Kriterien Exogenität, Werthaltigkeit und Volatilität seien erfüllt. Angesichts der Herausforderungen der Energiewende bestünden höhere Personalbedarfe, deren Deckung sich aufgrund des wachsenden Fachkräftemangels

Entwurf

zunehmend schwierig gestalte. Dies gelte umso mehr, da man im Personalbereich mit sämtlichen im freien Wettbewerb agierenden Unternehmen der vor- und nachgelagerten Märkte konkurriere. Vor diesem Hintergrund hänge die Deckung des erheblichen Mehrbedarfs an hochqualifiziertem Personal ganz wesentlich von nachhaltig konkurrenzfähigen Vergütungsangeboten sowie Aus- und Weiterbildungen ab. Die Exogenität und Volatilität der Kosten zeige sich zudem in besonderem Maße bei den Altersversorgungsaufwendungen als Teil der Personalzusatzkosten. Der Kostenverlauf werde hier weitgehend durch exogene Faktoren wie insbesondere Sterbetafeln, Rententrends, Kapitalisierungszinssätzen und Tarifabschlüssen vorgegeben. Ferner würden die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen durch die Entwicklungen an den Finanzmärkten beeinflusst, was die Exogenität der Kosten unterstreiche. Zinsschwankungen am Finanzmarkt hätten zudem in den letzten Jahren zu erheblichen Schwankungen der Altersversorgungsaufwendungen geführt. Schließlich sprächen auch historische Gründe für die Beibehaltung als dnbK, da es bestandskräftige Versorgungszusagen gebe, die eingehalten werden müssen und auf die Effizienzmaßnahmen faktisch ausgeschlossen seien. In diesem Zusammenhang forderten viele Konsultationsteilnehmer die Abschaffung der derzeitigen Stichtagsregelung in § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV. Diese führe zu Hemmnissen bei der Weiterentwicklung und Modernisierung betrieblicher und tariflicher Vereinbarungen und erschwere dadurch die Schaffung konkurrenzfähiger Vergütungsstrukturen. Als Alternative zur Streichung der Stichtagsregelung wurde vorgeschlagen, die Lohn- und Gehaltskosten als volatile Kostenanteile zu berücksichtigen. So könnten künftige Tarifabschlüsse und/oder Personalkostensteigerungen zeitnahen Eingang in die Erlösobergrenze finden. Eine ähnliche Zielrichtung hatte der Vorschlag, Mehrkosten durch Tariferhöhungen oder Neueinstellungen als dnbK einzustufen. Während die wirtschaftlich hohe Bedeutung bzw. Werthaltigkeit der Personalzusatzkosten praktische einstimmig anerkannt wurde, gaben einige Konsultationsteilnehmer an, dass Personalzusatzkosten grundsätzlich beeinflussbar seien und daher auch keine dnbK darstellen könnten. Mit Blick auf mögliche Vereinfachungen im Bereich der Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV sei laut verschiedener Stellungnahmen denkbar, eine Personalzusatzkostenpauschale pro Mitarbeiter einzuführen. Aufwendige Abgrenzungsfragen entfielen.

70 Darüberhinausgehend wurde teilweise auch vorgeschlagen, Personalkosten insgesamt als dnbK anzuerkennen. Denn diese seien insbesondere wegen der Tarifautonomie fremdbestimmt und damit durch die Netzbetreiber nicht beeinflussbar. Außerdem spare man

Entwurf

sich hierdurch aufwendige Abgrenzungsfragen zwischen Personal- und Personalzusatzkosten, was in der Folge zu einer Vereinfachung des dnbK-Systems führe.

71 Soweit Kostenpositionen nach § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV nicht bereits mit den zuvor dargestellten Beiträgen adressiert wurden, wurde in den Stellungnahmen insbesondere auf die folgenden Aspekte hingewiesen: Betriebsratskosten seien vollständig exogen, da sie durch das Betriebsverfassungsgesetz vorgegeben seien. Ferner sollte es keinen Unterschied machen, ob Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV beim Netzbetreiber oder verbundenen Unternehmen anfielen, um sie als dnbK zu qualifizieren. Kosten für Aus- und Weiterbildung seien im Hinblick auf die Digitalisierung und weiter steigenden gesetzlichen Anforderungen dringend notwendig und sollten vor diesem Hintergrund nicht einem unnötigen Effizienzdruck unterliegen. Dies stünde einer Beschleunigung der Energiewende entgegen. Die Regulierungsbehörden sollten bei Aus- und Weiterbildungskosten den Netzbetreibern vertrauen, da diese selbst am besten wüssten, welche Kapazitäten sie wann in welchen Fakultäten benötigen. Ein Effizienzdruck wäre hier kontraproduktiv. Schließlich wurde darauf hingewiesen, dass bei Aus- und Weiterbildung häufig keine Gleichartigkeit unter den Netzbetreibern gegeben sei. Netzbetreiber die ihrer politischen Verantwortung durch hohe Ausbildungsquoten gerecht werden, würden durch eine Nichtanerkennung als dnbK schlechter gestellt, als vergleichbare Unternehmen ohne Ausbildungsprogramme.

1.2.4.5 DnbK-Position: Redispatch und Engpassmanagement

72 In Bezug auf Redispatch- und Engpassmanagementkosten wurde gefordert, die Einordnung als dnbK ohne Einschränkungen beizubehalten. Redispatch-Maßnahmen könnten zwar durch Netzausbau vermieden werden. Dieser hänge jedoch von einer Reihe an exogenen Faktoren ab, auf die der Netzbetreiber keinen Einfluss habe. Dazu zähle die Dauer von Genehmigungsverfahren, (auf dem Markt sehr knappe) externe Dienstleisterkapazitäten im Bereich Planung, Kartierung, Umwelt oder die Verfügbarkeit von Baudienstleistern und/oder Lieferengpässen bei Material am Markt. Eine Nichtberücksichtigung von Redispatch-Kosten als dnbK benachteilige bzw. diskriminiere stark von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber und widerspräche den gesetzlichen Zielen in §§ 1, 21 EnWG. Zudem wären Verzerrungen im Effizienzvergleich die Folge.

Entwurf

1.2.4.6 DnbK-Position: Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben

73 Eine Vielzahl an Stellungnahmen adressierte zudem Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben. Demnach sollten gemäß § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber über dnbK berücksichtigt werden, solange keine angemessene Abbildung in der Ausgangsbasis erfolge. Dazu wurden eine Reihe an Kosten-Beispielen genannt, die unter diese Kategorie fallen würden, unter anderem Kosten im Zusammenhang mit / aufgrund des Aufbaus schwarzfallsicherer Kommunikation (450 MHz), des Rollouts Intelligenter Messsysteme, der EU-Methanemissionsverordnung oder Investitionen nach dem KRITIS-Dachgesetz. Einzelne Konsultationsteilnehmer forderten zudem entsprechende Umsetzungen bereits für die vierte Regulierungsperiode.

1.2.4.7 Weitere dnbK-Positionen

74 Darüber hinaus wurde die Beibehaltung oder Schaffung der folgenden dnbK-Positionen gefordert: exogene Steuerpositionen (Energiesteuer, Grundsteuer), Konzessionsabgaben, Gebühren der Regulierungsbehörden, Anteil des Netzbetreibers an der Preisobergrenze aus dem MsbG, Kosten aus der Mehr-/Mindermengenabrechnung, sowie Kosten infolge grenzüberschreitender Kostenaufteilungsentscheidungen nach Unionsrecht.

75 Als mögliche Streichungen aus dem bisherigen Katalog wurde die Position „Mehrkosten für Erdverkabelung“ (§ 11 Abs. 2 Nr. 7 ARegV) vorgeschlagen.

1.2.5 Positionen volatiler Kostenanteile

76 Die Kategorie „volatile Kosten“ sollte aus Sicht der Branche wie bisher beibehalten werden. Als wesentliche Anwendungsbeispiele wurden die Verlustenergie im Strombereich und die Treibenergie im Gasbereich genannt.

77 In Bezug auf den Strombereich wurde einerseits vorgetragen, dass zunächst abgewartet werden müsse, ob sich das für die vierte Regulierungsperiode eingeführte Referenzband zur Abmilderung marktlicher Risiken bei der Beschaffung von Verlustenergie bewähre. Andernfalls solle man die Verlustenergie als dnbK einordnen. Ferner forderten einige Stellungnahmen auch die Netzverlustmengen einer jährlichen Anpassung zuzuführen. Vereinzelt wurde außerdem darauf hingewiesen, dass die Kosten zur Deckung des

Entwurf

Betriebsverbrauchs ähnlichen Preisschwankungen wie die Verlustenergie ausgesetzt seien. Daher müsse man auch den Betriebsverbrauch den volatilen Kostenanteilen zuordnen.

2. Verfahrenseinleitung

78 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 07.05.2024 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN) unter dem Aktenzeichen GBK-24-01-3#3 eingeleitet.

79 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 07.05.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

3. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

3.1 Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST

80 Die Beschlusskammer hat am 27. und 28.05.2024 einen offenen Expertenaustausch mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren zu verschiedenen Themen durchgeführt, die in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST häufig adressiert wurden. Dazu zählte unter anderem das Thema „Ansätze zur OPEX-Anpassung“.

81 In dem Termin hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einen sog. „Wachstumsausgleich“ zur innerperiodischen OPEX-Anpassung vorgestellt, ein Modell angelehnt an den österreichischen Betriebskostenfaktor. Hierbei handelt es sich um einen jährlichen Aufschlag auf die Erlösobergrenze in Höhe der Differenz der Zuwächse eines Parameters (Betrachtungsjahr minus Basisjahr) multipliziert mit einem einheitlichen Standardkostensatz je Parameter. Als Parameter sind die Zuwächse neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die Zuwächse neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG vorgeschlagen worden, wobei darauf hingewiesen worden ist, dass das Modell modular um weitere Parameter erweiterbar sei. Für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind beispielhafte Quantifizierungen für einen Standardkostensatz ohne Differenzierung nach Anlagengröße gezeigt worden. Im Hinblick auf Standardkostensätze für den Anschluss steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG ist darauf hingewiesen worden, dass es insoweit noch an auswertenbaren Daten fehle.

Entwurf

82 Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat in dem Termin eine innerperiodische OPEX-Anpassung über einen prozentualen Aufschlag auf die netto hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten und Trendkorrekturen in den Raum gestellt sowie auf noch laufende Überlegungen hingewiesen.

83 Die Organisation Regulatory Assistance Project (RAP) hat eine Yardstick-Regulierung als alternativen methodischen Ansatz vorgestellt.

3.2 Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag

84 Im Nachgang zum Expertenaustausch vom 27. und 28.05.2024 hat der VKU der Bundesnetzagentur am 16.07.2024 sowie 20.08.2024 einen Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs vorgestellt (sog. BASE-Ansatz). Bei diesem Modell werden die Koeffizienten der SFA als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert. Multipliziert mit dem Wert der absoluten Veränderung des jeweiligen Vergleichsparameters ergeben sich die jährlichen (Gesamt-)Mehrkosten je Vergleichsparameter. Mit Bestimmung des OPEX-Anteils an diesen Mehrkosten lasse sich der OPEX-Aufschlag je Vergleichsparameter ableiten. Die Summe der ermittelten OPEX-Aufschläge über alle Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs bilde die gestiegenen Betriebskosten der geänderten Versorgungsaufgabe ab. Am 10.09.2024 hat der VKU den Vorschlag im Rahmen einer öffentlichen Expertenanhörung vorgestellt.

3.3 Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile"

85 Am 08.10.2024 hat ein Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile" im Rahmen der zukünftigen Regulierung mit Vertreterinnen und Vertretern der Gewerkschaften sowie der Betriebsräte von Verteilernetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern stattgefunden. In diesem Termin hat die Bundesnetzagentur den aktuellen Diskussionsstand der Überlegungen zur Perspektive der "dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten" vorgestellt. Die vorgetragenen Inhalte seitens der Bundesnetzagentur sind veröffentlicht worden.

Entwurf

4. Sachstandpapier Tenor und Erwägungen

4.1 Inhalte des Sachstandpapiers

86 Die Beschlusskammer hat am 16.01.2025 ein Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen veröffentlicht. In diesem hat die Beschlusskammer den aktuellen Arbeitsstand zu zentralen Regelungsinhalten der geplanten Festlegung wiedergegeben, unter anderem die Beschreibung des künftigen Anreizregulierungssystems, die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode, die Einführung der wesentlichen regulatorischen Instrumente, die Vorgabe einer pauschalisierten Bestimmung der Kapitalkosten sowie die Definition eines Katalogs besonderer Kostenkategorien.

4.2 Stellungnahmen zum Sachstandpapier

87 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zum Sachstandspapier bis zum 28.02.2025 gegeben. Es sind insgesamt 138 Stellungnahmen zum Sachstandspapier eingegangen. Es haben 115 Netzbetreiber, fünf Verbände der Energiewirtschaft, fünf Landesregulierungsbehörden sowie 13 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen.

88 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.

89 *[Die Stellungnahmen werden in Kürze auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter Beschlusskammern → Große Beschlusskammer Energie veröffentlicht]*

4.2.1 Stellungnahmen zu: Adressaten (Tenorziffer 1)

90 Eine Stellungnahme stellte in Frage, die Regelungen nicht auch auf Betreiber von Übertragungsnetzen anzuwenden.

4.2.2 Stellungnahmen zu: Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)

4.2.2.1 Fortführung der Anreizregulierung

91 Die Fortführung der Anreizregulierung im Strombereich sei grundsätzlich zu begrüßen. Sie müsse um geeignete Instrumente ergänzt werden, die die Dynamik des Energiesystems und

Entwurf

exogene Einflüsse angemessen abbilden. Entscheidend sei dabei, dass Netzbetreiber in der Lage seien und befähigt würden, die klimapolitischen Ziele zu erfüllen.

92 Im Gasbereich stelle sich angesichts der Dekarbonisierung und der damit verbundenen Transformation der Gasnetze die Frage, ob die bestehende Grundkonzeption langfristig tragfähig sei. Trotz KANU 2.0 bilde der aktuelle Regulierungsrahmen noch keine echte „Transformationsregulierung", sondern orientiere sich weitgehend am Status quo.

93 Eine effiziente Leistungserbringung hänge maßgeblich davon ab, dass die Regulierung diesen Wandel berücksichtige. Der Regulierungsrahmen müsse daher angepasst werden, um eine sachgerechte und nachhaltige Finanzierung der Netze sicherzustellen.

4.2.2.2 Kostenanstiege und Änderungen in der Versorgungsaufgabe

94 Netzbetreiber sähen sich seit mehreren Jahren mit der großen Herausforderung schneller Kostenanstiege konfrontiert. Es wurde begrüßt, dass die Bundesnetzagentur erkenne, dass Netzbetreibern eine Möglichkeit gegeben werden müsse, mit diesem Kostendruck auch kurzfristig umzugehen.

4.2.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

95 Diesbezüglich wurde teilweise auf bereits im Konsultationsprozess zum Eckpunktepapier NEST geäußerte Bedenken verwiesen. Siehe hierfür auch die Darstellung in Abschnitt 1.2.3.

96 Viele Stellungnahmen sprachen sich für die Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode aus und/oder kritisierten die beabsichtige Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bzw. brachten ihre diesbezügliche Ablehnung zum Ausdruck.

97 An anderer Stelle hieß es, eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode könne nur erfolgreich umgesetzt werden, wenn umfangreiche Maßnahmen zur Beschleunigung der Verfahren umgesetzt werden könnten.

98 Es wurde zudem ausgeführt, dass eine solche Verkürzung nicht geeignet sei, das adressierte Problem sachgerecht zu lösen. Ein durchschnittlicher Zeitverzug von fünf Jahren im bisherigen System werde lediglich auf vier Jahre verkürzt, was nur eine geringfügige Verbesserung darstelle und das Problem der verzögerten Anpassung nicht im Ansatz lösen würde.

99 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass wenn im Jahr nach dem Basisjahr ein größerer OPEX-Aufwuchs stattfinden sollte, es bis zur Refinanzierung immer noch fünf Jahre dauern

Entwurf

(heute bis zu sieben Jahre) würde. Dies sei im Rahmen der Energiewende kein tragbarer Zustand.

100 An anderer Stelle wurde darauf hingewiesen, dass ein System ohne innerperiodische Kostenanpassung vorrangig in einer nahezu stabilen Versorgungsaufgabe funktioniere, d.h. im eingeschwungenen Zustand. In einem dynamischen Umfeld mit stark wachsender Versorgungsaufgabe seien vor dem Hintergrund der Zielerreichung Abwägungen zwischen der Anreizsetzung über ein Budgetprinzip und der kurzfristigen Anerkennung der Mehrkosten aus einer wachsenden Versorgungsaufgabe vorzunehmen. Die angestrebte Verkürzung sei insoweit unzureichend und stelle zugleich einen größtmöglichen Systembruch dar – den die Bundesnetzagentur eigentlich vermeiden wolle. Sie höhle den Kern der Anreizregulierung aus. Zudem wirke sie sich auf alle anderen relevanten Parameter (Effizienzvergleich, Xgen, EK-Zinssatz, Fremdkapitalkosten) im Regulierungssystem aus, die in aufwendigen Verfahren alle drei statt alle fünf Jahre festgelegt werden müssten und damit auch häufigere gerichtliche Einspruchsverfahren bedeuten würden, deren Ausgang zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ungewiss sei. Aus Sicht von Investoren seien Systembrüche zu vermeiden, da sie die Planungssicherheit einschränkten und Unsicherheit verursachten.

101 Es wurde auch vorgebracht, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode seitens der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der Evaluierung der ARegV Anfang 2015 bzw. bei der Novellierung der ARegV im Jahr 2016 thematisiert worden sei. Ebenso sei seinerzeit bereits eine Verkürzung des Zeitraumes für den Abbau von Ineffizienzen innerhalb von drei Jahren als bislang innerhalb von fünf Jahren vorgeschlagen worden. Die Pro- und Contra-Argumente hätten sich seitdem nicht grundsätzlich verändert, sodass, wie damals, der Vorschlag nicht weiter zu verfolgen sei. Auch ein Vergleich mit der europäischen Regulierungspraxis zeige im Mittel fünfjährige Regulierungsperioden.

102 In vielen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass die Verkürzung der Regulierungsperioden das Ende der Anreizregulierung sei, bzw. diese abgeschafft würde. Den betroffenen Netzbetreibern sollten Anreize gesetzt werden, ihre Kosten zeitnah abzusenken, um den vorgesehen Erlöspfad unterschreiten zu können. Es sei jedoch erkennbar, dass dies in der verkürzten Zeit nicht möglich sei. In längeren Regulierungsperioden profitierten Netzbetreiber länger von ihren Effizienzsteigerungen. Entsprechende Anreize gingen bei der Verkürzung verloren. In diesem Zusammenhang hieß es auch, dass Tenorziffer 2.3. in einem erheblichen Widerspruch zu Tenorziffer 2.1 stehe.

Entwurf

103 Auch wurde vorgetragen, dass die Bundesnetzagentur argumentiere, dass bei fünfjähriger Regulierungsperiode ein erhöhter Anreiz zur Verschiebung von Kosten in die Basisjahre bestünde. Sollten diese Anreize tatsächlich bestehen, läge eine Begrenzung dieser Anreize jedoch nicht in der Verkürzung der Regulierungsperioden. Vielmehr würde hierdurch der grundsätzliche Mechanismus der Anreizregulierung aus der Entkoppelung von Kosten und Erlösen in Frage gestellt werden. Der Grundgedanke der Anreizregulierung würde konterkariert, wenn Anreizgewinne auf einen möglichst geringen Zeitraum begrenzt würden. Die gesetzlich vorgegebene Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 EnWG) sei nicht mehr sichergestellt. Vielmehr müsse es Aufgabe der Bundesnetzagentur sein, die Methodik zur Feststellung des Ausgangsniveaus so auszugestalten, dass nur betriebsnotwendige und auf die Zukunft orientierte, nachhaltige Kosten anerkannt würden. Dabei wurde auch darauf hingewiesen, dass auch in diesem Verfahrensschritt eine angemessene Prüfung einer aufwachsenden Versorgungsaufgabe gegenüber den vorangegangenen Jahren zwingend notwendig sei, um ein angemessenes Verhältnis aus Anreizwirkung und betriebsnotwendiger Kostenanerkennung beizubehalten. Eine vereinfachte Durchschnittsbetrachtung genüge dem nicht.

104 Es wurde zudem vorgetragen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf Jahren auf drei Jahre aus regulatorischer Sicht abzulehnen sei. Diese konterkariere zum einen den angestrebten Bürokratieabbau in Deutschland. Die Netzbetreiber seien bereits ohnehin einem hohen administrativen Aufwand im Regulierungsregime ausgesetzt, der sich durch eine häufigere vollumfängliche Aufbereitung der Kostenprüfungsdaten zusätzlich erhöhen würde. Auch die von der Bundesnetzagentur dabei angestrebten Vereinfachungen überwögen nicht den zusätzlich entstehenden enormen Aufwand einer verkürzten Regulierungsperiode. Zum anderen würden durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode Anreize zur Kostensenkung beim Netzbetreiber reduziert. Dies widerspräche den Zielen der Anreizregulierung. Vielmehr steige aufgrund eines entsprechend der Regulierungsperiode kürzeren Abbaupfades der Effizienzdruck auf die Netzbetreiber. Es bestehe die Gefahr einer Strukturpolitik durch die Hintertür.

105 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass es absehbar sei, dass der deutlich engere Zeitrahmen den Aufbau zusätzlicher Personalkapazitäten bei den Regulierungsbehörden erfordern würde. Mit der zunehmenden zeitlichen Verdichtung werde es wesentlich schwieriger, die Vielzahl an Prüfungen mit der gebotenen Sorgfalt rechtssicher durchzuführen.

Entwurf

In diesem Zusammenhang wurde auch darauf verwiesen, dass Kostenprüfungen für Gas und Strom bei den Landesregulierungsbehörden organisatorisch nicht durch separate Beschlusskammern durchgeführt würden, sondern es sich hier um zeitlich sich überschneidende Aufgaben handele.

106 Bei allen mit RAMEN verbundenen Fristen und Terminsetzungen solle berücksichtigt werden, dass die Verfahren und Prüfvorgänge im Laufe der Zeit tendenziell an Komplexität zunehmen würden. Zudem sei nicht auszuschließen, dass die jüngste Rechtsprechung des EuGH zu Kundenanlagen auf eine weitere Erhöhung des Regulierungsaufwands hinauslaufen werde.

107 Zusammenfassend wurde auch auf mögliche Gefahren im Rahmen der praktischen Umsetzung (zeitliche Komprimierung zulasten der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden, Schwächung des Effizienzanreizes, rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten durch zeitliche Verzögerungen aufgrund potenzieller Beschwerdeverfahren zu zentralen regulativen Rahmenbedingungen, mögliche Auswirkungen auf den Kapitalmarkt insbesondere in punkto Verzinsung und damit einhergehender Vertrauensverlust und Verunsicherung bei Kapitalgebern) hingewiesen.

108 Darüber hinaus wurde hinsichtlich der beabsichtigten Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode unter rechtlichen Gesichtspunkten ein möglicher Verstoß gegen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gesehen.

109 In ähnlicher wurde ausgeführt, dass eine Verkürzung der Regulierungsperioden unmittelbar zu einer Ausweitung der Bürokratie führen würde. Viele Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden würden sich gezwungen sehen, zusätzliches Personal einzustellen bzw. zu binden, um die neuen Anforderungen durch häufigere Kostenprüfungen umzusetzen. Obwohl der Zeitverzug sich bei einer Verkürzung durchschnittlich nur von fünf auf vier Jahre reduziere, werde die Häufigkeit der Kostenprüfungen erheblich und zwar um 67 % gesteigert.

110 Ausgehend von den bisherigen Erfahrungen seinen Kostenprüfungen „in Dauerschleife“ zu befürchten. Bereits in der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier sei diese Ablehnung ausführlich begründet worden. In der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier habe seien zudem Vorschläge zur Verfahrensvereinfachungen vorgelegt worden, inkl. des Vorschlags für ein „zweistufiges Prüfungsverfahren", auf die die Bundesnetzagentur bislang nicht eingegangen sei. Auch müssten erhebliche Verfahrensvereinfachungen auch unabhängig von der Frage nach der Dauer der Regulierungsperiode implementiert werden. Auch bei einer

Entwurf

erheblichen Vereinfachung der Prüfungspraxis würde die Verkürzung der Regulierungsperioden ebenfalls zu höherem administrativem Aufwand führen.

111 Der von der Bundesnetzagentur postulierte Anreiz zur kurzfristigen Erreichung von Kostensenkungen sei nicht überzeugend, da allein der zeitliche Versatz zwischen Ermittlung der Kostenbasis und Ermittlung der Effizienzwerte durch weitere Entwicklungen in der Energiewende überholt sei und trotz Erreichung effizienter Kosten die zugestandene Erlösobergrenze nicht ausreiche, um die Vorgaben zu erfüllen. Zusätzlich entfalle auch der Anreiz, kurzfristig ineffiziente Kosten abzubauen, da auch die Zeit, in der ein Netzbetreiber von einer Kostensenkung profitieren könne, erheblich verkürzt werde. Grundsätzlich müsse beachtet werden, dass die Realisierung einer Kosteneinsparung viel Zeit koste, da sie vorbereitet und umgesetzt werden müsse.

112 Es wird auch kritisiert, dass bei den angedachten Mechanismen insgesamt bisher keine Vereinfachung erkennbar sei; vielmehr sähen die von der Bundesnetzagentur angedachten Neuregelungen in mehrfacher Hinsicht sogar noch eine zusätzliche Verkomplizierung des ohnehin bereits komplexen Systems der Netzentgeltregulierung vor. Zu bezweifeln sei daher weiterhin, dass die von der Bundesnetzagentur aufgezählten Vereinfachungen tatsächlich auch zu einer Verkürzung des Prüfzyklus geeignet seien.

113 Eine Stellungnahme regte zudem an, die Dauer der Regulierungsperiode auf drei bis fünf Jahre festzulegen. Für die fünfte Regulierungsperiode solle eine Dauer von 5 Jahren festgelegt werden und ab der sechsten Regulierungsperiode die Dauer der Regulierungsperiode rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode.

114 Es wurde zudem bemängelt, dass die aufgeführten Verfahrensvereinfachungen nicht ausreichten, um den Aufwand gegenüber dem Status Quo von fünfjährigen Regulierungsperioden zu kompensieren. Beispielsweise trügen vermeintliche Vereinfachungen durch die Anwendung von Anzeige- statt Antragsverfahren nicht signifikant zur Reduktion des Arbeitsaufwandes bei, wenn die Begründungs- und Nachweispflicht nicht gleichermaßen reduziert werde. Diesbezüglich wurde beispielhaft auf das geplante Vorgehen zum Kapitalkostenaufschlag verwiesen. Bei gleichbleibender Prüfungstiefe würden die Netzbetreiber und Regulierungsbehörden zusätzliche Ressourcen benötigen, um die häufigeren Kostenprüfung bewerkstelligen zu können.

Entwurf

115 Zusammenfassend wurde auch kritisiert, dass eine dreijährige Regulierungsperiode den Anforderungen an ein verlässliches, stabiles Regulierungssystem in Gänze nicht gerecht zu werden scheine.

4.2.2.4 Forderung nach alternativen Anpassungsmechanismen für Kostenanstiege

116 An Stelle der Verkürzung der Regulierungsperiode wurde eine andere Form der Anerkennung von steigenden Kosten aus einer wachsenden Versorgungsaufgabe angeregt. In diesem Zusammenhang wurde auf Kriterien der Bundesnetzagentur „Treffsicherheit", „Kompatibilität", „Setzen von Effizienzanreizen" und „Umsetzbarkeit" Bezug genommen. So stelle ein parameterbasierter Betriebskosten-Aufschlag während der Regulierungsperiode, anders als die Periodenverkürzung, im Sinne der „Treffsicherheit" eine angemessene Lösung dar. Die Beschlusskammer erkenne die Treffsicherheit des Anpassungsfaktors zwar grundsätzlich an, da Netzbetreiber nur im Falle eines Parameteraufwuchses eine Anpassung ihrer Erlösobergrenze erhalten, merke jedoch an, dass es aufgrund der dynamischen Entwicklung des Umfeldes Änderungen bezüglich der Kostentreiber und der damit verbundenen Kosten im Zeitverlauf geben könne, die zur Über-/Unterschätzung der Kosten führen könnten.

117 Der Betriebskosten-Aufschlag sei jedoch, unter Abwägung aller Umstände, wesentlich treffsicherer und wirksamer als eine Verkürzung der Regulierungsperiode. Treffsicher meine, dass (bestenfalls) nur tatsächlich angefallene Kosten ohne größeren Zeitverzug in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen wären, nicht deutlich zu viel und nicht deutlich zu wenig. Dies geschehe bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode jedenfalls deutlich zu spät, was sachlogisch dazu führe, dass deutlich zu wenig Kosten im Sinne der Treffsicherheit berücksichtigt würden. Im Gegensatz dazu sei durch einen jährlichen Betriebskostenaufschlag, der aus den individuellen, genehmigten und effizienten Kosten eines Netzbetreibers abgeleitet sei und sich an tatsächlich vorhandenen Strukturparameterveränderungen orientiere, eine hinreichend genaue Treffsicherheit gegeben. Zudem verringere ein Betriebskosten-Aufschlag den von der Bundesnetzagentur gesehenen Anreiz, Kosten ins Basisjahr zu verschieben.

118 Die Bundesnetzagentur schätze im Kriterium „Kompatibilität" den Betriebskosten-Aufschlag gem. VKU-Vorschlag als weniger kompatibel mit der bestehenden und grundsätzlich fortgeführten Anreizregulierungsmethodik im Sinne des Budgetansatzes ein. Dem wurde

Entwurf

vehement widersprochen. Denn dort würden, wie auch von der Bundesnetzagentur erkannt, keine tatsächlichen Kostenaufwüchse, sondern brancheneinheitliche, effiziente Kostensätze je Strukturparameter angesetzt. Eine Entkoppelung von Erlösen und Kosten bliebe somit trotz innerperiodischer Anpassung erhalten. Das Argument, die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze sei die Ausnahme, könne hingegen nicht bestätigt werden. Vielmehr enthalte die bisherige und die neue Erlösobergrenzenformel eine Vielzahl von Anpassungselementen, die einer Entwicklung exogener Umstände (z. B. Allgemeine Preissteigerung, Nichtbeeinflussbarkeit) Rechnung trage.

119 Das Kriterium „Kompatibilität“ müsse eine regulatorische Maßnahme auch dahingehend bewerten, ob diese geeignet erscheint, Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen zu befähigen. Im derzeitigen dynamischen Marktumfeld entstehe -analog der anderen bereits etablierten Anpassungsinstrumente- eine innerperiodisch wirkende Anpassungsnotwendigkeit des regulatorischen Rahmens. Eine Anpassung auf Basis eindeutiger Strukturparameter trage den unterschiedlichen Netzentwicklungsphasen bei Netzbetreibern diskriminierungsfrei und effizient Rechnung und fördere die schnelle Netztransformation. Mit einem zielgerichteten Mechanismus zur innerperiodischen Anpassung der OPEX werde das System der Anreizregulierung minimalinvasiv ergänzt, bis der eingeschwungene Zustand der Versorgungsaufgabe wieder gegeben sei.

120 Das „Setzen von Effizienzanreizen“ werde durch kürzere Regulierungsperioden stark verringert. Die Bundesnetzagentur möchte, „dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen“. Dieser Anreiz bestehe nur, wenn den Netzbetreibern dafür ausreichend Zeit zugestanden werde und sie auch über einen gewissen Zeitraum davon profitieren dürfen, bevor diese weitergegeben werden. Dieser Kern der Anreizregulierung würde mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre ausgehöhlt.

121 In einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit Anpassung der Betriebskosten über effiziente Standardkosten gemäß dem VKU-Vorschlag würden zudem nur Kostensteigerungen in absolut notwendiger Höhe weitergegeben. Der Netzbetreiber hätte sogar noch den Anreiz, mit seinen Kosten die effizienten Standardkosten zu unterschreiten und somit gesenkte Netzkosten an den Letztverbraucher weiterzugeben. Bezüglich des Betriebskosten-Aufschlags komme die Bundesnetzagentur zu der gleichen Erkenntnis. Hinsichtlich der Verkürzung der Regulierungsperiode und der Durchführung der Kostenprüfung kommt sie zu dem Ergebnis,

Entwurf

dass häufigere Kostenprüfungen ebenfalls zu Effizienzanreizen führten. Sie verkenne dabei, dass im Rahmen der Kostenprüfung jedoch weitestgehend betriebsnotwendige Kosten und nicht im Vergleich mit der Branche effiziente Kosten festgestellt würden. Insofern obsiege hinsichtlich des Kriteriums „Setzen von Effizienzanreizen“ klar der Betriebskosten-Aufschlag.

122 Die Beschlusskammer erachte den Mechanismus des Betriebskosten-Aufschlags weiterhin grundsätzlich als geeignete Alternative zu einer Periodenverkürzung merke jedoch an, dass derartige Einzelinstrumente die Regulierung komplexer machten und das Budgetprinzip der Anreizregulierung einschränkten. Dieser Aspekt werde nicht geteilt, denn die jährliche Prüfung von wenigen, im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparametern (derzeit 9 Parameter x 5 Jahre = 45 Parameter) stelle einen deutlich geringeren Prüfungs- und Erhebungsaufwand als eine doppelt so häufig stattfindende Kostenerhebung im Rahmen der Feststellung des Ausgangsniveaus (mehrere Erhebungsbögen mit hunderten von Datenpunkten) dar. Insofern stelle sich der Betriebskostenaufschlag auch im Kriterium „Umsetzbarkeit“ als bessere Alternative gegenüber der Verkürzung der Regulierungsperiode heraus.

123 Zusammenfassend sprachen sich viele Stellungnahmen für eine Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode ergänzt um einen dauerhaften Mechanismus zur OPEX-Anpassung aus.

4.2.2.5 Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente

124 Bezüglich der Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente wurde ausgeführt, dass die Bundesnetzagentur die Auswahl der Kriterien zur Beurteilung der regulatorischen Instrumente auf stringente, inhaltlich nachvollziehbare und möglichst wenig redundante Kriterien beschränken solle. Insbesondere das Kriterium der „Kompatibilität mit den Prinzipien der Anreizregulierung“ erscheine in Definition wie Anwendung nicht stringent und teilweise widersprüchlich. So impliziere die jetzige Verwendung des Kriteriums u.a., dass weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; dies sei offenkundig abwegig. Dieses Kriterium solle in Definition wie Anwendung deutlich nachgeschärft oder durch ein stringentes Kriterium ersetzt werden.

125 Die Bundesnetzagentur unterscheide beim Kriterium der Treffsicherheit systematische Abweichungen im Durchschnitt eines Instruments nicht von zufälligen Abweichungen in beide Richtungen. Für eine sachgerechte Bewertung sei diese Unterscheidung jedoch notwendig. Die systematische Abweichung im Durchschnitt werde in der Statistik „Verzerrung“ genannt, mit der „mittleren absoluten Abweichung“ oder der „mittleren quadratischen Abweichung“

Entwurf

werde die Streuung um den Durchschnitt bewertet. Eine Quantifizierung sei vorliegend offenkundig nicht möglich, die Bundesnetzagentur solle jedoch die konzeptionelle Unterscheidung zwischen systematischer Abweichung und zufälliger Abweichung um den Durchschnitt explizit in der Anwendung des Kriteriums Treffsicherheit berücksichtigen. Diese Unterscheidung sei relevant, da das Instrument der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode systematische Abweichungen im Durchschnitt hervorbringe, während die Abweichungen anderer Instrumente (insbesondere SFA-Betriebskostenfaktor und OPEX-Xgen der Netze BW) im Durchschnitt eine gute Treffsicherheit aufweisen würden. Eine darüberhinausgehende Streuung betreffe grundsätzlich alle Instrumente, jedoch nicht notwendigerweise in gleichem Ausmaß.

126 Bei der Beurteilung der regulatorischen Instrumente solle die Bundesnetzagentur nur Effekte berücksichtigen, die ursächlich auf das zu beurteilende regulatorische Instrument zurückgehen. So würden der Verkürzung der Regulierungsperiode einseitig die positiven Aspekte der ohnehin angestrebten regulatorischen Vereinfachungen (WACC-Regulierung etc.) zugerechnet. Dabei seien diese Vereinfachungen ebenso in Verbindung mit anderen regulatorischen Instrumenten (wie bspw. dem für die fünfte Regulierungsperiode geplanten Betriebskostenaufschlag anhand von SFA-Koeffizienten) oder einer Kombination an Instrumenten beschrieben möglich und angestrebt. Der Aufbau eines sogenannten Falschen Dilemmas zwischen Verkürzung der Regulierungsperiode und Regulierungsvereinfachungen führe zu einer verzerrten Bewertung der regulatorischen Instrumente.

127 Die Bundesnetzagentur habe den Bedarf regelmäßigerer Anpassungen der OPEX aufgrund des zunehmend dynamischen Umfelds der Stromnetzbetreiber bereits im NEST-Eckpunktepapier erkannt. Im Sachstandspapier zur RAMEN-Tenorierung habe sie diese Einschätzung bekräftigt. Bei diesem von der Behörde anerkanntem Anpassungsbedarf für dynamische Kostenänderungen könnten regulierungssystematisch nur innerperiodische Outputveränderungen (also Änderungen der Versorgungsaufgabe durch bspw. die Energiewende) und deren Wirkung auf die Betriebskosten gemeint sein. Denn Kapitalkosten würden über den Kapitalkostenabgleich zeitnah angepasst und die Betriebskosten würden hinsichtlich Inputpreisänderungen und Produktivitätsentwicklung innerhalb der Regulierungsperiode bereits heute und nach Sachstand zur RAMEN-Festlegung auch zukünftig über VPI und Xgen angepasst.

Entwurf

128 Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument für outputinduzierte Betriebskostenänderungen sei zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses unzureichend. Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe würden dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam. Das Regulierungssystem würde somit in Hinblick auf die Betriebskostenanerkennung ab der sechsten Regulierungsperiode strukturell unvollständig sein. Die nicht anerkannten Kostenaufwüchse gingen zu Lasten der Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber. Ein Instrument zur Abbildung der Betriebskostensteigerungen aufgrund von Outputänderungen innerhalb der Regulierungsperiode sei auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode zwingend notwendig.

129 In den Erwägungen im Sachstandspapier der RAMEN-Festlegung erläutere und begründe die Bundesnetzagentur ihre Entscheidung outputbasierte Kostenänderungen im OPEX-Bereich (ausschließlich) durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode abbilden zu wollen. Ihr „pflichtgemäßes Ermessen“[2] diesbezüglich stütze die Bundesnetzagentur auf die vier Kriterien Treffsicherheit, Setzung von Effizienzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrativer Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber.

130 Die vier Kriterien anhand derer mögliche Instrumente zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses bewertet werden sollen, seien mitunter in ihrer Bedeutung und Anwendung unklar. Die Kriterien „Treffsicherheit“ und „administrativer Aufwand“ seien inhaltlich nachvollziehbar.

131 Das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ sei in seiner Bedeutung jedoch unklar. Auch aus seiner Anwendung heraus erschließe sich das Kriterium nicht. Zum einen scheine damit gemeint zu sein, dass ein gegebenes Budget (operative Kosten des Basisjahres?) innerhalb der Regulierungsperiode in seiner Höhe nicht angepasst werden solle. Zum zweiten scheine es um die Entkopplung von Kosten und Erlösen während der Regulierungsperiode zu gehen. Und drittens soll die Anreizwirkung des Effizienzvergleichs zum Tragen kommen. Das Kriterium sei in seiner jetzigen Form sowohl in seiner Bedeutung wie auch in seiner Anwendung nicht kohärent. Dies sei besonders deshalb sehr stark problembehaftet, da dieses Kriterium letztlich den Ausschlag für die Behörde gebe, die Verkürzung der Regulierungsperiode als das überlegene Instrument einzustufen.

[2] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Entwurf

132 Das Kriterium „Setzung von Effizienzanreizen“ sei inhaltlich grundsätzlich nachvollziehbar. Sofern es jedoch bereits ein anderes Kriterium mit dem Inhalt „Geltung des Budgetprinzip“ (vgl. „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“) gebe, sei das Kriterium zumindest teilweise redundant.

133 Zusammenfassend wurde ausgeführt, die Kriterien seien größtenteils nachvollziehbar gewählt, wenn auch teilweise redundant. Allerdings sei das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ nicht nachvollziehbar und widersprüchlich. Hier führe bereits die Setzung des Kriteriums dazu, dass die Begründung für die Entscheidung für die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenso nicht nachvollziehbar und widersprüchlich sei.

134 Die für die Diskussion relevanten regulatorischen Instrumente zur schnelleren Abbildung von OPEX-Änderungen seien die Verkürzung der Regulierungsperiode, der Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten, der Betriebskostenfaktor in Form des Wachstumsausgleichs und der von Netze BW vorgeschlagene OPEX-Xgen.

135 Von der Bundesnetzagentur würden allerdings nur die ersten drei genannten Instrumente anhand der oben aufgeführten vier Kriterien diskutiert. Eine Diskussion des von der Netze BW vorgeschlagenen OPEX-Xgen anhand der vorgeschlagenen Beurteilungskriterien finde nicht statt.

136 Die übrigen von der Bundesnetzagentur diskutierten regulatorischen Instrumente dienten anderen Zwecken und hätten ex definitione andere Zielsetzungen als die Anpassung der Erlösobergrenze an outputbedingte Betriebskostensteigerungen.

137 Der OPEX-Xgen sei von der Netze BW als ein Instrument vorgeschlagen worden, um die outputbasierte Betriebskostenentwicklung während der Regulierungsperiode abzubilden (vgl. Expertengespräche hierzu vom 16.07.2024 und zu den Eckpunkten Produktivitätsfaktor vom 02.09.2024). Der OPEX-Xgen bestehe in seinem Kern in einer Fortschreibung des historischen, branchenweiten Betriebskostentrends während der Regulierungsperiode. Somit decke der OPEX-Xgen nicht nur Betriebskostenentwicklungen auf Basis der Inputpreis- und Produktivitäts-, sondern auch der Outputentwicklung der Netzbranche ab.

138 Die Bundesnetzagentur verweise darauf, dass „vereinzelt“ Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen worden seien. Ohne diese Vorschläge (konkret: der OPEX-Xgen der Netze BW) einer Beurteilung anhand der selbst definierten

Entwurf

Kriterien (s.o.) zu unterziehen, werde der OPEX-Xgen jedoch, zusammen mit allen anderen denkbaren Instrumenten, die das Problem des OPEX-Aufwuchses über einen Xgen-Ansatz lösen wollen, als definitionsgemäß nicht passend von der Bundesnetzagentur klassifiziert.

139 So schreibe die Bundesnetzagentur schlicht, dass „Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor nicht die Frage einer Änderung der Versorgungsaufgabe adressieren, sondern gerade davon abgegrenzt die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Preis und Produktivitätsentwicklung."

140 Dies sei selbstverständlich nichts weiter als eine definitorische Setzung der Bundesnetzagentur selbst. Es gäbe a priori keinen Grund, weshalb Kostenänderungen aufgrund von Outputänderungen – anders als Kostenänderungen aufgrund von Inputpreis- und Produktivitätsänderungen – nicht durch ein brancheneinheitliches Instrument wie den Xgen abgebildet werden könnten.

141 Die pauschale Entscheidung der Bundesnetzagentur gegen Xgen-Instrumente im Allgemeinen und dem OPEX-Xgen im Besonderen zur Abbildung outputbasierter Betriebskostenänderungen stelle eine reine Tautologie dar und bleibe somit schlicht ohne Begründung.

142 Die Stellungnahme führte weiter aus, dass die von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Bewertungen und Einstufungen der Regulierungsinstrumente „Betriebskostenfaktor anhand Wachstumsausgleich (im folgenden Wachstumsausgleichsfaktor)", „Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten" und „Verkürzung der Regulierungsperiode ohne zusätzliches Instrument für eine innerperiodische OPEX-Anpassung" auf Basis der von der Behörde selbst definierten Beurteilungskriterien mitunter unvollständig, sachlich nicht haltbar und teilweise widersprüchlich seien. Darüber hinaus sie die pauschale und auf einer reinen Tautologie beruhende Ablehnung des „OPEX-Xgen" der Netze BW ohne jede Begründung.

143 Die abgeleitete Gesamteinschätzung zur Vorzugswürdigkeit der Verkürzung der Regulierungsperiode ohne weiteres regulatorische Instrument zur Abbildung outputbasierter OPEX-Änderungen sei daher unzureichend bzw. nicht begründet.

144 Zur Treffsicherheit führte die Stellungnahme aus, dass es grundsätzlich nachvollziehbar sei, dass die Treffsicherheit des Wachstumsausgleichsfaktors als unvollständig bewertet werde, da dieser nur einen Teil der Outputänderungen abdecke. Allerdings sei auch die Verkürzung der Regulierungsperiode unvollständig in Bezug auf das Kriterium der Treffsicherheit, da sie

Entwurf

gegenüber einer fünfjährigen Regulierungsperiode zwar eine häufigere – und im ersten Schritt treffsichere – Anpassung der OPEX gewährleiste, jedoch in den Zwischenjahren Outputänderungen vollständig ignoriere. OPEX-Änderungen würden auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode bis zu fünf Jahre lang nicht erlöswirksam. Es sei insofern nicht ohne Weiteres klar und werde in den Erwägungsgründen auch nicht abgewogen, inwiefern die Treffsicherheit des einen oder des anderen Instruments höher sei.

145 Den Ansatz, OPEX-Anpassungen über die Koeffizienten des SFA-Modells nachzufahren, bewerte die Bundesnetzagentur zunächst als treffsicher. Sie wende jedoch ein, dass sich bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode und in einem sich sehr dynamisch entwickelnden Umfeld die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern könnten. Dies könnte sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen.

146 Grundsätzlich sei aber auch diese von der Bundesnetzagentur angeführte Ungenauigkeit im Hinblick auf die Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenfaktors gegen die Treffsicherheit der dreijährigen Regulierungsperiode abzuwägen. Die von der Bundesnetzagentur im Hinblick auf den SFA-Betriebskostenfaktor identifizierte nicht optimale Treffsicherheit könne a priori in beide Richtungen gehen und zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berücksichtigen. Ebenso seien drastische Änderungen einzelner Koeffizienten des Effizienzvergleichs nach bisheriger Erfahrung nicht zu erwarten. Die durchschnittliche Abweichung des Instruments sei deshalb als gering zu erwarten.

147 Im Gegensatz dazu gehe die unzureichende Treffsicherheit der Verkürzung der Regulierungsperiode bei outputbasierten OPEX-Anstiegen jedoch systematisch immer zu Lasten der Netzbetreiber. Dieser unzureichenden Treffsicherheit liege – im Gegensatz zu derjenigen des SFA-Betriebskostenfaktors – also eine strukturelle Verzerrung zugrunde. Die durchschnittliche Treffsicherheit sei somit als geringer zu erwarten als diejenige des SFA-Betriebskostenfaktors.

148 Für die vorzunehmende Abwägung gelte also, dass der SFA-Betriebskostenansatz nicht vollständig treffsicher sei, die durchschnittliche Treffsicherheit aber als höher einzustufen sei als diejenige der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode. Es sei außerdem darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur mögliche Schwächen der Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenfaktors auf ein Szenario des sich sehr dynamisch entwickelnden Umfelds aufbaue. Es sei offenkundig und rein denklogisch gegeben, dass unter genau diesem Szenario

Entwurf

die reine Verkürzung der Regulierungsperiode eine im besonderen Maße unzureichende Treffsicherheit aufweise.

149 Die Bewertung der Instrumente Verkürzung der Regulierungsperiode und SFA-Betriebskostenansatz als gleichermaßen treffsicher einzustufen, stelle also eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes dar. Es würden systematische Abweichungen im Durchschnitt (reine Verkürzung der Regulierungsperiode) nicht von zufälligen Abweichungen in beide Richtungen (bspw. SFA-Betriebskostenansatz) abgegrenzt. Darüber hinaus liege es auf der Hand, dass eine Kombination der Verkürzung der Regulierungsperiode mit entweder dem SFA-Betriebskostenansatz oder dem Wachstumsausgleichsfaktor treffsicherer sei als eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode.

150 Die durchschnittliche Treffsicherheit des OPEX-Xgen hänge davon ab, inwiefern die branchenweite Änderung der Versorgungsaufgabe im historischen Betrachtungszeitraum der branchenweiten Veränderung der Versorgungsaufgabe der aktuellen Regulierungsperiode entspreche. Zudem hänge die Treffsicherheit von der Heterogenität der Änderung der Versorgungsaufgabe unter den Netzbetreibern ab. Ähnlich wie eine Verkürzung der Regulierungsperiode erfasse der OPEX-Xgen alle Kostenbestandteile. Er sei im Durchschnitt als treffsicher zu erwarten. Insbesondere sei es fast sicher der Fall, dass er über eine dreijährige Regulierungsperiode treffsicherer sei als eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode.

151 Auch der OPEX-Xgen könne problemlos mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode kombiniert werden. Die Treffsicherheit der Kombination sei hierbei im Durchschnitt als deutlich höher zu erwarten als die Treffsicherheit der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode.

152 Im Hinblick auf das Kriterium Umsetzungsaufwand führte die Stellungnahme aus, dass es offenkundig sei, dass alle drei genannten Instrumente einen zusätzlichen administrativen Aufwand im Vergleich zum Status Quo verursachten. Der durch die Verkürzung der Regulierungsperiode verursachte Zusatzaufwand werde hierbei mit den anderweitig angestrebten Vereinfachungen im Zuge der RAMEN-Festlegung verrechnet.

153 Dieser Vergleich der regulatorischen Instrumente in Bezug auf den zusätzlichen administrativen Aufwand sei in mehrerlei Hinsicht schief. Laut Stellungnahme dürften die angedachten Vereinfachungen vor allem für die Bundesnetzagentur selbst zu Vereinfachungen führen. Bei den Netzbetreibern werde sich dagegen der Aufwand der häufigeren Kostenprüfungen deutlich erhöhen. Offensichtlich sei sich auch die

Entwurf

Bundesnetzagentur nicht sicher, ob die angestrebten Verfahrensvereinfachungen überhaupt ausreichend seien, um die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre zu bewältigen. Vielmehr beabsichtige sie zu dieser Frage eine Evaluierung im Jahr 2030 durchzuführen. Und zweitens sei die einseitige Zuordnung von anderweitigen, logisch von der Verkürzung der Regulierungsperiode unabhängigen Verfahrensvereinfachungen künstlich und stehe einer objektiven Beurteilung der Instrumente entgegen. Die als Alternative oder Ergänzung zur Verkürzung der Regulierungsperiode zu vergleichenden regulatorischen Instrumente (SFA-Betriebskostenfaktor, Wachstumsausgleichsfaktor oder der OPEX-Xgen) würden allesamt ebenso im Zusammenspiel mit den administrativen Vereinfachungen umgesetzt werden. Die Verfahrensvereinfachungen könnten also nicht nur der Verkürzung der Regulierungsperiode als „Pluspunkt“ zugeordnet werden, denn sie würden auch unabhängig und ohne eine Verkürzung der Regulierungsperiode umgesetzt.

154 In einem Vergleich der tatsächlich durch die verschiedenen Instrumente anfallenden Umsetzungsaufwände sei vor dem Hintergrund der vorgesehenen Evaluierung augenscheinlich, dass der SFA-Betriebskostenfaktor deutlich weniger Aufwand erzeuge als die Verkürzung der Regulierungsperiode. Dies gelte mit hoher Wahrscheinlichkeit auch für den Wachstumsfaktor. Der OPEX-Xgen würde als einziges Instrument sogar zu einem deutlich geringeren administrativen Aufwand als im Status quo führen, da die überaus komplexe Berechnung eines Törnqvist- oder Malmquistindex im Rahmen der Ermittlung des Xgen entfallen könnte und durch eine sehr aufwandsarme Betriebskostentrendberechnung ersetzt werden würde.

155 Die Bundesnetzagentur bewerte die regulatorischen Instrumente auch hinsichtlich des Kriteriums des administrativen Umsetzungsaufwandes nicht objektiv anhand der tatsächlichen Eigenschaften der Instrumente. Deshalb liege auch hier eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes vor.

156 Im Hinblick auf das Kriterium Setzung von Effizienzanreizen stufe die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode, den SFA-Betriebskostenfaktor und den Wachstumsausgleichsfaktor im Wesentlichen als ähnlich ein. Dies sei nachvollziehbar, insbesondere aufgrund der Begründung, dass die Anpassungen der Erlösobergrenze im SFA-Betriebskostenfaktor und im Wachstumsausgleichsfaktor pauschaliert und somit unabhängig von den tatsächlichen und individuellen Kosten eines Netzbetreibers erfolgen würden.

Entwurf

157 Auch bei dem von der Netze BW vorgeschlagenen OPEX-Xgen erfolge eine pauschale Anpassung unabhängig von individuellen und tatsächlichen Betriebskostenänderungen des jeweiligen Netzbetreibers.

158 Festgehalten werden könne, dass alle vier Instrumente das Kriterium der Setzung von Effizienzanreizen gut erfüllten. Da die Bundesnetzagentur mitunter spezielle Effizienzvorteile durch die Verkürzung der Regulierungsperiode sehe, betonte die Stellungnahme, dass sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne Weiteres mit jedem der anderen drei Instrumente zur Abbildung der outputinduzierten Betriebskostenänderungen verknüpfen ließe. Die von der Behörde gesehenen speziellen Effizienzvorteile würden sich selbstverständlich auf die entsprechende Kombination an Instrumenten übertragen.

159 Beim Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bemängelte die Stellungnahme, dass nicht hinreichend klar sei, was die Bundesnetzagentur unter dem Kriterium verstehe. Die unklare Bedeutung dieses Kriteriums sei umso bedauerlicher, als die „bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizienzanreizen“ für die Behörde den Ausschlag gebe, die Verkürzung der Regulierungsperiode als vorzugswürdig einzustufen. Die Argumentationen der Bundesnetzagentur in Bezug auf das Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sei weder nachvollziehbar noch widerspruchsfrei. So impliziere die jetzige Verwendung des Kriteriums u.a., dass weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; was offenkundig abwegig sei.

160 Hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung führte die Stellungnahme aus, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode die Bundesnetzagentur als mit dem Modell der Anreizregulierung vollständig kompatibel anzusehen scheine. Es werde zwar keine explizite Bewertung in Bezug auf dieses Kriterium gegeben, aber der Vorteil scheine darin zu bestehen, dass es hier keine „Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente“ gebe, welche „die Regulierung komplexer“ machten.

161 Die im Sachstand durchgeführte Beurteilung der regulatorischen Instrumente anhand des Kriteriums „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ sei in zentralen Aspekten widersprüchlich und nicht stringent. Die Feststellung, der Wachstumsfaktor sei „systemwidrig“ im Hinblick auf die Anreizregulierung werde daraus abgeleitet, dass in der Anreizregulierung „nicht einzelne Kostenpositionen nachgefahren“ würden. So würden im

Entwurf

Wachstumsausgleich einzelne Tätigkeiten bzw. Kostenpositionen betrachtet und außer Acht gelassen, dass andere Kostenpositionen sinken könnten.

162 Das Problem bestehe jedoch für jede Art von outputorientierten Regulierungsinstrumenten. So sei es bei outputorientierten Regulierungsinstrumenten grundsätzlich notwendig, die Versorgungsaufgabe durch Parameter zu operationalisieren, denn ansonsten ließen sich unterschiedliche Versorgungsaufgaben nicht monetär beziffern. Dass es keine Operationalisierung – also keine Auflistung von „Tätigkeiten bzw. Kostenpositionen" gebe – die diese Versorgungsaufgabe perfekt erfassen, sei keine Besonderheit des Wachstumsfaktors. Das Problem stelle sich analog beim Effizienzvergleich: Es gebe nicht die eine Auswahl an Strukturparametern, welche die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers in allen Dimensionen perfekt erfassen würde. Unterschiedliche Strukturparameter legten das Augenmerk auf unterschiedliche mit der Versorgungsaufgabe verbundene Tätigkeiten. Es könnten jedoch nur wenige Strukturparameter im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass weitere oder andere Strukturparameter existierten, die das Augenmerk auf andere Tätigkeiten legten und deren Einbezug für Netzbetreiber im Ergebnis zu höheren oder niedrigeren als effizient erkannten Kosten führten, sei aber selbstverständlich kein Indiz dafür, dass ein Effizienzvergleich „systemwidrig" in Bezug auf das Modell der Anreizregulierung wäre. Gleiches gelte auch für finanzielle Anreize im Hinblick auf spezielle Parameter zur Abbildung von Energiewendekompetenz. Auch sog. Energiewendekompetenzparameter würden die tatsächliche Energiewendekompetenz immer nur partiell erfassen.

163 Das beschriebene Grundproblem entstehe schlicht dadurch, dass man sich der Definition der (heterogenen) Versorgungsaufgabe nur annähern könne, es aber keine einzelne, perfekte Beschreibung gebe, die alle Dimensionen der Versorgungsaufgabe erfasse. Bei jeder tatsächlichen Definition der Versorgungsaufgabe würden deshalb einzelne Aspekte besonders hervorgehoben und andere träten in den Hintergrund. Die von der Bundesnetzagentur in Bezug auf den Wachstumsausgleich konstatierte „Systemwidrigkeit" reduziere sich so auf eine vermeintliche oder tatsächliche zu geringe Treffsicherheit des Instruments.

164 Auch die Ausführungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Nicht-Kompatibilität des SFA-Betriebskostenfaktor mit dem Ansatz der Anreizregulierung und dem Budgetprinzip ließen den Leser ratlos zurück. Die Bundesnetzagentur führe dazu aus, dass der Anreizregulierung „gerade die Entkopplung der Erlöse von den Kosten inhärent" sei und damit verbunden wäre, „dass die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme"

Entwurf

sei. Diese Ausführungen seien in mehrerlei Hinsicht wenig schlüssig und nicht überzeugend. Zum einen würden beim Ansatz des SFA-Betriebskostenfaktors die Erlöse von den Kosten des Netzbetreibers vollständig entkoppelt, da die Erlöserhöhung an die Veränderung von Strukturparametern – denjenigen des Effizienzvergleichs! – und eben gerade nicht an Kostenänderungen gebunden sei. Damit sei bereits die Prämisse der Ausführung der Bundesnetzagentur (fehlende Entkopplung von Erlösen und Kosten) schlicht unzutreffend. Zum anderen solle es ja, das sei der Ausgangspunkt der Überlegungen gewesen, gerade um ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung aufgrund dynamischer Kostenentwicklungen gehen. Und schließlich würde die Aussage innerperiodische Anpassungen seien nicht kompatibel mit dem Instrument der Anreizregulierung auch bedeuten, dass das regulatorische Standardinstrument des Xgen ebenso inkompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung sei. Eine Auffassung mit der sich die Bundesnetzagentur nicht nur in Widerspruch zur ökonomischen Regulierungstheorie, sondern auch zu nahezu jeder Regulierungsbehörde weltweit befinde.

165 Das Kriterium der Kompatibilität mit dem Grundansatz der Anreizregulierung werde also sowohl widersprüchlich wie auch sehr unterschiedlich verwendet. Während beim Wachstumsfaktor das Abstellen auf einzelne Kostenbestandteile angeführt werde, würden beim SFA-Betriebskostenfaktor die Entkopplung von Erlösen und Kosten und die grundsätzliche Kritik an innerperiodischen Anpassungen als Grund für die fehlende Kompatibilität mit der Anreizregulierung angeführt. Es erschließe sich auch nicht, welche Gemeinsamkeit zwischen diesen unterschiedlichen Interpretationen in der Verwendung des Beurteilungskriteriums bestehe. Dies lasse das Kriterium der „Kompatibilität“ sowohl in seiner Konzeption wie in seiner Anwendung als beliebig erscheinen.

166 Die Verkürzung der Regulierungsperiode scheine die Bundesnetzagentur dagegen als vollständig kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung anzusehen. Dies sei verwunderlich, da in den Erwägungsgründen die europarechtlich gebotene Kostenorientierung (die nach den Ausführungen der Behörde sowohl Kapital- als auch Betriebskosten umfasst), der Fortführung der Anreizregulierung zugrunde liege. Der relevante Maßstab hierfür sei, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssten. Dieser dynamische objektive Effizienzkostenmaßstab werde beim Kriterium der Treffsicherheit so gefasst, dass es sich um diejenigen Kosten handele, die im Rahmen einer Kostenprüfung als betriebsnotwendige und effiziente Kosten

Entwurf

anerkannt worden wären. Es sei offenkundig, dass auch im Verlauf einer verkürzten Regulierungsperiode diese Betriebskosten strukturell höher lägen als diejenigen aus dem Basisjahr. Ansonsten wäre die von der Bundesnetzagentur im gesamten NEST-Prozess getroffene Prämisse des Handlungsbedarfs aufgrund dynamischer, durch die Energiewende bedingter Betriebskostenaufwüchse unzutreffend. Eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode stehe somit zumindest für Stromnetzbetreiber im Widerspruch zum objektiven dynamischen Effizienzkostenmaßstab. Die Kompatibilität der Verkürzung der Regulierungsperiode mit den Prinzipien der Anreizregulierung sei vor diesem Hintergrund nicht gegeben.

167 In der Gesamtbeurteilung der von der Bundesnetzagentur vorgenommen Bewertung der regulatorischen Instrumente hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit der Anreizregulierung zeigten sich also besonders erhebliche Defizite. So bleibe die genaue Bedeutung des Kriteriums unklar und es werde entsprechend auch nicht stringent angewandt. Die Kritikpunkte an den Instrumenten Wachstumsfaktor und SFA-Betriebskostenfaktor seien als solche nicht haltbar, da diese Kritikpunkte sich auf Kerninstrumente der Anreizregulierung wie den Effizienzvergleich oder den Xgen in derselben Weise anwenden ließen. Dagegen sei das von der Bundesnetzagentur favorisierte regulatorische Instrument einer Verkürzung der Regulierungsperiode dasjenige Instrument, das am wenigsten mit den Prinzipien der Anreizregulierung kompatibel sei.

168 Kompatibel mit dem Grundansatz der Anreizregulierung sei zudem das von der Netze BW vorgeschlagene Instrument des OPEX-Xgen. Der OPEX-Xgen entkoppele die Erlösanpassung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (analog wie beim bestehenden Xgen) und beziehe sich auf „alle“ Kostenkomponenten und -positionen. Auch eine Operationalisierung der Versorgungsaufgabe mit den damit einhergehenden Unschärfen sei hier deshalb im Gegensatz zu allen anderen Instrumenten nicht notwendig.

169 Die Stellungnahme führte erneut aus, dass sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem anderen Instrument, sei es dem Wachstumsfaktor, dem SFA-Betriebskostenfaktor oder dem OPEX-Xgen ohne Weiteres verknüpfen lasse. Die Ergänzung mit einem der genannten Instrumente könnte die mangelnde Kompatibilität der Regulierungsperiodenverkürzung mit dem Ansatz der Anreizregulierung beseitigen.

170 Insbesondere wäre eine Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und dem OPEX-Xgen nach dem Vorschlag der Netze BW anhand jedes einzelnen von der Behörde zur

Entwurf

Beurteilung herangezogenen Kriteriums der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode überlegen. Beim Kriterium Effizienz bestünde kein Unterschied, bei den verbleibenden Kriterien wäre die genannte Kombination der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils deutlich überlegen.

4.2.2.6 Basisjahr

171 Viele Stellungnahmen bemängelten, dass bei Verkürzung der Regulierungsperiode das Basisjahr auf das erste Jahre einer Regulierungsperiode falle. Den Netzbetreibern würde so die Möglichkeit genommen, Optimierungspotentiale umzusetzen. In der Folge könnten Effizienzsteigerungen auch nicht in der Folgeperiode an die Netzkunden weitergegeben werden.

4.2.2.7 Effizienzvorgaben

172 In vielen Stellungnahmen wurde ausgeführt, dass offensichtlich werde, dass es der Bundenetzagentur bei der Verkürzung der Regulierungsperiode im Kern darum gehe Effizienzvorgaben erheblich zu verschärfen. Dies jedoch mutmaßlich nicht zu Ende gedacht und nicht abgewogen worden sei gegenüber den mutmaßlichen Nachteilen.

173 In vielen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass, selbst wenn Effizienzvorgaben im ersten Jahr der Regulierungsperiode vorlägen (zu Verzögerungen bei der Bescheidung siehe auch die Zusammenfassung unten), nur noch zwei Jahre verblieben, um Effizienzmaßnahmen zu identifizieren und so umzusetzen, dass sie bereits griffen. Dies erscheine unmöglich. Um diese noch übertreffen zu können, müssten Prozesse sogar noch früher eingeleitet werden. Etwaigen Ineffizienzen lägen regelmäßig Prozesse zugrunde, die zunächst optimiert werden müssten, um dann entsprechend Personal freisetzen oder auf andere Weise Kosten absenken zu können. Vorlaufzeiten würden benötigt.

174 In diesem Zusammenhang würde auch angeregt, dass sich die Bundesnetzagentur als Kontrollüberlegung selbstkritisch hinterfragen sollte, welche Maßnahmen sie in welcher Zeit einleiten und umsetzen könnte, sofern – als rein theoretische Kontrollüberlegung – ihr in einem internationalen Ranking mit anderen Regulierungsbehörden eine Effizienz von bspw. 95 % bescheinigt würde. Eine derart kurzfristige Absenkung von Kosten ist nicht möglich.

175 Allgemein wurde auch ein deutlich steilerer Abbaupfad bemängelt, der die Effizienzvorgaben erheblich verschärfe. Der Verteilfaktor steige von bisher 0,2 auf 0,3333.

Entwurf

176 Eine dreijährige Regulierungsperiode führe in Verbindung mit einer angedachten Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre zu weiteren sachlich nicht gerechtfertigten Erlöseinbußen. In einer dreijährigen Regulierungsperiode bedeute ein dreijähriger Abbaupfad, dass die Erlösobergrenze zu 66 % auf effizienten Kosten und zu 33 % auf Ist-kosten des Netzbetreibers beruhe. Eine Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen impliziere daher eine stärkere Gewichtung der Benchmarkergebnisse in der Erlösobergrenze.

177 In diesem Zusammenhang wurde zudem kritisiert, dass sich aus praktischer Sicht der Abbau der Ineffizienzen nahezu alleinig auf die OPEX fokussiere, da Investitionen in den Netzausbau Strom unumgänglich seien. Folglich dürfe der Effizienzabbau in der EOG-Formel auch nicht auf die CAPEX wirken.

178 Anstelle einer Verkürzung des Abbaupfades wurde eine Verlängerung befürwortet. Bei Verkürzung der Regulierungsperiode sei eine Anpassung des Verteilungsfaktors z.B. analog zur ersten Regulierungsperiode zwingend geboten.

179 In ähnlicher Weise wurde auch, angesichts der wachsenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben, eine Verlängerung auf 7,5 Jahre als angebracht bezeichnet. Diesbezüglich wurde auf eine Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde für die fünfte Regulierungsperiode verwiesen.

4.2.2.8 Administrative Umsetzbarkeit der Verkürzung

180 Viele Stellungnahmen forderten ein, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben sicherzustellen sei. Anderenfalls bestünde die Gefahr, den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb i. S. d. § 11 EnWG zu gefährden.

181 Auch wird vorgebracht, dass es nach den gegenwärtigen Erfahrungen mit Kostenprüfung, Effizienzvergleich und Festlegungen der Bundesnetzagentur zu EK-Zinssatz und Xgen zu befürchten sei, dass die Unternehmen im ersten Jahr noch ohne festgelegte Erlösobergrenze agieren müssten. Die gesetzliche Maxime der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit stünde infrage, wenn noch keine Regulierungsvorgabe bestehe. Aus Gründen der Rechtssicherheit solle diese Thematik nicht unterschätzt werden.

182 Viele Stellungnahmen wiesen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass etwa die individuellen Effizienzvorgaben bzw. Erlösobergrenzen in der Vergangenheit nicht zum Beginn der Regulierungsperiode vorgelegen hätten. So wird etwa beispielhaft vorgetragen, dass derzeit die Erlösobergrenzen eher im zweiten oder sogar dritten Jahr der laufenden

Entwurf

Regulierungsperiode festgelegt würden. Zu diesem Zeitpunkt müssten die Effizienzmaßnahmen nach der angedachten Systematik aber bereits vollständig umgesetzt sein. Solche Kritik fand sich dabei bezüglich des Strom- und des Gasbereichs.

183 Es wurde zudem vorgetragen, dass die Länder ebenfalls signalisiert hätten, dass sie kaum in der Lage wären, derart kurzfristig – also bei Verkürzung der Regulierungsperiode - zu agieren. Eine sich immer weiter aufstauende Verzögerung der einzelnen Verfahren wäre die Folge. Diesbezüglich wurde angeregt, dass Verfahrensvereinfachungen genutzt würden, um wenigstens die Fristen innerhalb fünfjähriger Regulierungsperioden einzuhalten. Genannt wurde hier etwa Bescheide der Erlösobergrenzen und zu Regulierungskontosalden. Ein vollständiges „Regulierungschaos“[3] wurde befürchtet, wenn bestehende Verzögerungen durch Verkürzung der Regulierungsperioden verschärft würden. Daneben würden neben vereinzelten Vereinfachungen auch Ausweitungen des Regulierungsaufwands in Aussicht gestellt. Insgesamt sei zu bezweifeln, dass die Vereinfachungen zu der Verkürzung des Prüfzyklus geeignet sind.

184 Weiter wurde vorgetragen, dass Verwaltungsverfahren für Netzbetreiber zum Dauerzustand würden, der Ressourcen binde und Effizienzsteigerungen geradezu verhindere.

185 In diesem Zusammenhang wurde eine Genehmigungsfiktion angeregt, etwa bei Rückständen in der Prüfung von Regulierungskonten.

186 Es wurde zudem bemängelt, dass schon in der bisherigen Regulierungspraxis zahlreiche Verfahren mit sehr knappen Fristen in Bezug auf die eingeräumten Reaktionszeiträume für die Netzbetreiber abgewickelt würden. Es sei daher zu befürchten, dass die zusätzliche zeitliche Knappheit zu Lasten der Netzbetreiber umgesetzt werde.

4.2.2.9 Sach- und Einzelfallgerechtigkeit sowie Pauschalisierungen

187 Es wurde vielfach vorgebracht, dass Pauschalierungen und Zeitdruck zu Lasten der Sach- und Einzelfallgerechtigkeit gingen. Es dürfe nicht unbeachtet bleiben, dass es sich Eingriffsverwaltung handele. Die Netzentgelte bildeten die Gegenleistung für den grundrechtlichen Eingriff des allgemeinen Netzzugangs.

[3] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Entwurf

188 Es wurde zudem befürchtet, dass verstärkte Standardisierung im Wachstum dazu beitragen könne zu einem nicht-sachgerechtem Ausgangsniveau zu gelangen. Dies schade dann der Energietransformation.

189 An anderer Stelle wurde begrüßt, dass die Bundesnetzagentur weiterhin anstrebe, Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem umzusetzen und diese im weiteren Verlauf zu evaluieren. Gleichzeitig müsse beachtet werden, dass Vereinfachungen und Pauschalierungen keinen Selbstzweck darstellten. Die Netzbetreiber hätten den Anspruch, die Möglichkeit zu haben, mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten, in dem sie individuelle Sachverhalte darlegen könnten und die Bundesnetzagentur auf diese eingeht.

190 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass zulasten der Berücksichtigung der individuellen Situation des jeweiligen Netzbetreibers keine gesamtheitliche Pauschalierung in den Fokus rücken dürfe.

191 Erfahrungsgemäß führe zudem der Gesamtkontext zu einer noch geringen Planungssicherheit infolge häufigerer gerichtlicher Einspruchsverfahren, deren Ausgang zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ungewiss sei.

192 Stellungnahmen richteten sich auch gegen Durchschnittsbildung. Beispielhaft wurde etwa vorgetragen, dass eine Durchschnittsbildung keine Option für eine Verfahrensvereinfachung sei.

4.2.2.10 Kapitalgeber

193 In vielen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass auch Kapitalgeber durch entstehende Unsicherheiten und absehbare Pauschalierung verunsichert würden. Kapitalgeber legten Wert auf stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden erheblich gefährdet wären. Dies bleibe bei der Bewertung außer Betracht.

194 Auch wurde vorgebracht, dass Unterdeckungen der OPEX-Budgets die theoretisch zugestandene Verzinsung bereits massiv schmälern würde. Dabei sei das Vertrauen auf auskömmliche Rahmenbedingungen gerade in der jetzigen Marktsituation elementar, um langfristig stabile Investitionen auch aus eigener Kraft zu sichern, da der Bankenfinanzierung mehr und mehr Grenzen gesetzt seien.

Entwurf

195 Auch wurde vorgebracht, dass eine permanente, bereits in der Vergangenheit feststellbare restriktive Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur gegenüber dem Kostenniveau der Antragsstellung in einer auf drei Jahren verkürzten Taktung nicht hinnehmbar sei und eine gewisse Abwärtsspirale der dringend erforderlichen Kostdeckung nach sich ziehen würde. Letztlich hätte dies einen maßgeblich negativen Einfluss auf die Beurteilung des regulatorischen Risikos durch den Kapitalmarkt mit der Folge von sinkenden Ratings und demzufolge steigenden Finanzierungskosten der Netzbetreiber. In Anbetracht der zu erwartenden hohen Investitionstätigkeit der Fernleitungsnetzbetreiber und damit einhergehend hohem Finanzierungsbedarf mittels Eigen- als auch Fremdkapital wäre diese Entwicklung außerordentlich kontraproduktiv.

4.2.2.11 Prüfpraxis und Nachweis- und Berichtspflichten

196 Viele Stellungnahmen kritisierten zudem den Umfang der Berichtspflichten bzw. erhoffen sich hier eine Verschlankung. Diese seien teils auf umfangreiche Datenvorratshaltung ausgelegt. In ähnlicher Weise wird vorgetragen, dass ohne radikale Verschlankung der aktuellen Kostenprüfungssystematik die dreijährige Regulierungsperiode zu bewältigen sei.

197 Es wurde zudem vorgetragen, dass die Motivation der teilweise inkonsistenten und oftmals nicht objektivierten Herangehensweise in der vergangenen Prüfungspraxis nicht nachvollzogen werden könne und viel Zeit und Mühe in teils erfolglose Begründungen und Nachweise gesteckt werden müsse. Situativ sei die Mittelwertbildungssystematik je nach Ausprägung der zu prüfenden Kostenartenentwicklung unterschiedlich angepasst worden. Die selektive Vorgehensweise habe sich fast immer zum Nachteil des Netzbetreibers ausgewirkt. Es werde künftig an klare und faire Vorgehensweisen appelliert. Kostensteigerungen seien nicht immer linear oder gleichmäßig. Die Vergangenheit zeige möglicherweise stabile oder nur geringe Steigerungen, während in der Zukunft plötzliche, unvorhersehbare Veränderungen auftreten könnten. Auch könnten strukturelle Änderungen die Vergleichbarkeit der Jahre massiv beeinträchtigen. Eine objektive und zukunftsgerichtete Prüfungssystematik werde als die vorzugswürdigere Herangehensweise erachtet, wenn es darum gehe den Basisjahreffekt zu schmälern und den Zeitverzug der OPEX-Steigerungen abzufedern. In diesem Zusammenhang wird auch die Berücksichtigung von Plankosten angeregt.

198 Auch wurde vorgebracht, dass die Ausführungen hinsichtlich der weiteren Prüfungspraxis äußert vage gehalten seien und selektive und kleinteilige Vorgehensweisen kritisiert. Kürzungsansätze werden als teils nicht nachvollziehbar bezeichnet. In diesem Zusammenhang

Entwurf

wird auch darauf hingewiesen, dass Durchschnittsbildung eine vergangenheitsbezogene Herangehensweise darstelle, die zukünftige Kostensteigerungen nicht adäquat widerspiegele. Betont wurden hierbei Änderungen der Kostenstruktur, neue Kostenfaktoren oder strukturelle Veränderungen. Aus der Durchschnittbildung ergebe sich faktisch ein weiterer Zeitverzug. Diese Vorgehensweise reize den Basisjahreffekt geradezu an.

199 Es wurde zudem eine deutliche Verringerung der Kostennachweispflicht bzw. hinsichtlich aufwandsgleicher Kosten und kostenmindernder Erlöse/Erträge eine Anerkennung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, welcher bereits der Prüfung und Testierung eines Wirtschaftsprüfers unterlag, befürwortet. Die diesbezüglichen Berichtspflichten sollten auf ein minimales Maß beschränkt werden bzw. sich nur auf denjenigen Teil der Kosten/Erlöse beziehen, der vom Jahresabschluss abweiche, also die Hinzurechnungen und Kürzungen inklusive Plankosten.

4.2.2.12 Ausnahmeregelung nach Tenorziffer 2.4

200 Eine Stellungnahme erachtete es in Bezug auf Tenorziffer 2.4 für sinnvoll, die bisherigen Regelungen des § 1 Abs. 2 ARegV zu übernehmen, da in der Regelung auf eine hinreichend gesicherte Datengrundlage beim Netzbetreiber abgestellt werde.

4.2.2.13 Zuständigkeit der Bundesnetzagentur

201 Bezogen auf eine bundesweit einheitliche Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode würden erhebliche Probleme aufgrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG gesehen.

202 Eine Stellungnahme führte konkreter aus, dass die Bundesnetzagentur weder für die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode noch für diesbezügliche Abänderungen sachlich zuständig sei, wie sie in Tenorziffer 2.3 S. 1 und Tenorziffer 3.1 vorgesehen seien. Gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG sei die Bundesnetzagentur zwar grundsätzlich u.a. zuständig für die bundesweit einheitliche Festlegung der Bedingungen und Methoden für den Netzzugang, der Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a EnWG sowie nach den §§ 24 bis 24b EnWG. Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG dürften aber die Vorgaben bundesweit einheitlicher Festlegungen nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden berühren. Die (Festlegung der) Dauer der Regulierungsperiode berühre in diesem Sinne aber das Verwaltungsverfahren der Länder. Dies begründe sich, wie folgt: Die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG sei zwingend im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben in Art. 30 GG und Art. 84 Abs. 1 S. 1 und 2 GG sowie in Art. 84 Abs. 1 S. 5 und 6 GG

Entwurf

auszulegen. Gemäß Art. 30 GG sei die Ausübung der staatlichen Befugnisse und die Erfüllung der staatlichen Aufgaben Sache der Länder, soweit das Grundgesetz – wie für das EnWG – keine andere Regelung treffe oder zulasse. Führten die Länder die Bundesgesetze – wie das EnWG – als eigene Angelegenheit aus, regelten die Länder (auch) die Einrichtung der Behörden und das Verwaltungsverfahren, Art. 84 Abs. 1 GG, und könnten, wenn Bundesgesetze etwas anderes bestimmten, gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 2 GG davon abweichende Regelungen treffen.

203 Dabei könne der Bund zwar gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 5 GG in Ausnahmefällen wegen eines besonderen Bedürfnisses nach bundeseinheitlicher Regelung das Verwaltungsverfahren ohne Abweichungsmöglichkeit für die Länder regeln; diese Gesetze bedürften jedoch gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 6 GG der Zustimmung des Bundesrates. Die Regelungen in § 54 Abs. 3 S. 3 und 7 EnWG seien im Zuge des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405, nachfolgend: EnWG-Novelle) eingefügt worden. Die EnWG-Novelle sei nicht als sog. Zustimmungsgesetz ausgestaltet und demnach auch nicht mit Zustimmung des Bundesrates beschlossen worden.

204 Abweichungsfeste Regelungen des Verwaltungsverfahrens dürften deswegen über § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG jedenfalls nicht getroffen werden; solche wären wegen eines Verstoßes gegen den Vorrang des Gesetzes rechtswidrig. Dies berücksichtigend, sei der Bundesnetzagentur wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG eine sachliche Zuständigkeit für bundesweit einheitliche Festlegungen über § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG nicht zugewiesen, soweit diese das Verwaltungsverfahren regelten. Unter Zugrundelegung der bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung zur Bewertung von Regelungen, die sowohl einen materiell-rechtlichen Kern als auch verfahrensrechtliche Bedeutung hätten bzw. die Verfahrensrecht in sich trügen und mit materiell-rechtlichen Regelungen angereichert sein (sog. doppelgesichtige Normen), sei festzustellen, dass die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode bzw. deren Änderung hinreichend konkret eine verbindliche Festlegung des Verwaltungsverfahrens im Sinne eines verfahrensmäßigen Verhaltens der Verwaltung selbst bewirke und zwangsläufig ein korrespondierendes Verhalten der Verwaltung auslöse.

205 Denn die Dauer der Regulierungsperiode schreibe für die Landesregulierungsbehörden den Zeitrahmen für die Prüfung, Vorbereitung und das Zustandekommen der landesregulierungsbehördlichen Entscheidung und damit (jedenfalls indirekt) die

Entwurf

Durchführung der Verwaltungsverfahren als solche zwingend vor. Es handele sich deswegen gerade um keine rein-materiellrechtliche Regelung; nur für eine solche sei § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG aber zuständigkeitsbegründend. Aus den vorgenannten Ausführungen folge zugleich, dass die unter Tenorziffer 2.3 S. 1 und unter Tenorziffer 3.1. vorgesehenen Regelungen Verfahrensvorschriften und demgemäß unter der vorgesehenen Tenorziffer 20 ausdrücklich anzuführen seien. Aufgrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG obliege es daher den einzelnen Landesregulierungsbehörden gemäß § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG selbst, die Dauer der Regulierungsperiode als Teil des Verwaltungsverfahrens unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgabe festzulegen, dass die Dauer einer Regulierungsperiode fünf Jahre nicht überschreiten sollte.

4.2.3 Stellungnahmen zu: Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3)

4.2.3.1 Übergangsweise Dauer von fünf Jahren für die fünfte Regulierungsperiode

206 Viele Stellungnahmen begrüßten, dass die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre dauern soll.

4.2.3.2 Anpassung der Betriebskosten im Sinne Tenorziffer 3.2

207 Eine Vielzahl von Stellungnahmen begrüßte, dass die Bundesnetzagentur anerkenne, dass Kostenänderungen bei den OPEX zukünftig schneller anzuerkennen seien.

208 Die vorgesehene Betriebskostenanpassung wurde in vielen Stellungnahmen begrüßt und/oder als sinnvoll angesehen. Es fand sich aber auch die gegenteilige Positionierung: Eine Anpassung der OPEX im Laufe der Regulierungsperiode sei nicht sachgerecht, weil insoweit die Interessen der Netznutzer an möglichst günstigen Netzentgelten nicht berücksichtigt würden. OPEX seien trotz konstanter Stromkreislänge in den letzten Jahren massiv angestiegen. Insoweit sei von ineffizienten Kosten auszugehen. Auch bei den Personalkosten bestünden Ineffizienzen. Durch den jährlichen Aufschlag entfiele auch jedweder Anreiz zu Effizienzsteigerungen. Dass die Beschlusskammer für die fünfte Regulierungsperiode letztmalig eine Dauer von fünf Jahren festlegen wolle, ändere daran nichts.

209 Von Befürwortern wurde hingegen vorgetragen, dass eine OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich in Form des sog. BASE-Ansatzes für die dritte Regulierungsperiode zu passgenauen Ergebnissen geführt hätte. Hierzu wurden Berechnungen angefügt. In

Entwurf

Stellungnahmen wurde auch darauf verwiesen, dass diese Methode sicherstelle, dass die Anpassung der OPEX-Budgets konsistent und an die sich ändernden Versorgungsaufgaben angepasst erfolge, ohne dass es zu einer Überkompensation komme. Dies sei durch die Darstellungen des VKU für die dritte Regulierungsperiode nachgewiesen worden.

210 Der Ansatz wurde zudem als treffsicher beschrieben. Er setzte Effizienzanreize, da nur effiziente Kosten aus dem Effizienzvergleich zur Anwendung kämen, und auch die Umsetzung sei in einem vertretbaren Umfang möglich.

211 Die Bindung der OPEX-Anpassung an Parameter der Versorgungsaufgabe stelle sicher, dass eine Anpassung der Betriebskostenbudgets nur so lange erfolge, wie auch das Ausmaß der Versorgungsaufgabe zunehme.

212 Es wurde jedoch auch darauf hingewiesen, dass der Netzbetrieb von erheblichen Kostenremanenzen geprägt sei. Beispielsweise könne bei einem vorübergehenden Rückgang der zeitgleichen Jahreshöchstlast nicht automatisch von einem OPEX-Rückgang ausgegangen werden, während ein Anstieg in der Regel auf eine Zunahme der OPEX schließen lasse.

213 Schwellwerte für die Berücksichtigung eines OPEX-Anstiegs sollten mit Bedacht gewählt werden, um vor allem Bagatellanpassungen zu verhindern.

214 Es wurde in diesem Zusammenhang auch gefordert, dass sicherzustellen sei, dass Erheblichkeitsschwellen der Parameterentwicklung ausschließlich dazu dienten, Bagatellen zu vermeiden.

215 Hierzu wurde auch gefordert, dass eventuelle Erheblichkeitsschwellen sachgerecht und für die Netzbetreiber transparent nachvollziehbar zu ermitteln wären. Die Erheblichkeitsschwellen sollten nicht dazu führen, dass es zu einer restriktiven Anwendung des OPEX-Aufwuchses komme.

216 Eine effiziente Kostenstruktur der Netzbetreiber werde durch den Bezug der Anpassung auf den Effizienzvergleich sowie durch die auch zukünftig zu erwartenden Effizienzvergleiche gewährleistet.

217 Es sei sicherzustellen, dass keine Anpassung der Betriebskosten unter das Niveau des Basisjahres beispielsweise aufgrund einer volatil schwankenden Jahreshöchstlast erfolge.

Entwurf

218 Da sich die Versorgungsaufgabe aktuelle sehr dynamisch ändere, solle zudem geprüft werden, inwiefern der t-2-Bezug bei der Ermittlung der zu Grunde liegenden Parameter in ein t-0-Bezug umgewandelt werden könne.

219 Es wurde aber auch angemerkt, dass zu berücksichtigen sei, dass die Strukturparameter zeitlich versetzt zur Kostenentwicklung wirkten - beispielsweise müsse zunächst das Netz ausgebaut werden (Parameter Netzlänge), bevor dann sukzessive weitere Messstellen (Parameter Messstellen) angeschlossen werden könnten und sich auch die Jahreshöchstlast erhöhen könne. Bezüglich der Jahreshöchstlast sei darüber hinaus anzumerken, dass diese aufgrund von Abhängigkeiten von exogenen Einflussfaktoren wie beispielsweise Witterungsbedingungen (Einspeisung vs. Bezug) und Konjunktur von Gewerbe/Industrie vermutlich weniger geeignet sei, um als Parameter in die Ermittlung des OPEX-Ausgleiches einzufließen.

220 In diesem Zusammenhang wurde auch eine Nichtberücksichtigung negativer Parameterentwicklungen befürwortet. Es findet sich aber auch die gegenteilige Positionierung: Sollte der Aufschlag tatsächlich eingeführt werden, sei zumindest sicherzustellen, dass negative Änderungen zugunsten der Netznutzer berücksichtigt würden.

221 Es fand sich auch die Forderung, dass die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber gezielt anreizen solle, ihre Netze und Prozesse zu digitalisieren. Diese Maßnahmen seien auch für die Verbraucherinnen und Verbraucher vorteilhaft. Anreize zur Kostensenkung müssten allerdings bestehen bleiben. Es wurde gefordert, bei jährlicher Anpassung der Erlösobergrenzen im Hinblick auf die operativen Kosten, starke Anreize zur Kosteneffizienz beizubehalten.

4.2.3.3 Ausweitung der Anpassung der Betriebskosten auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren

222 Die Ausweitung auf die Unternehmen im vereinfachten Verfahren wurde vielfach gefordert. Die Beschränkung auf Regelverfahren wurde auch als nicht begründbar oder inakzeptabel bezeichnet und als eine nicht zu rechtfertigende strukturelle Schlechterstellung angesehen.

223 Es sei bisher nicht überzeugend dargetan worden, weshalb die Problematik bei kleinen Stromnetzbetreibern grundsätzlich anders zu bewerten sei und dieses regulatorische Instrument nur im Regelverfahren zur Verfügung stehen solle.

Entwurf

224 Mit Blick auf die wachsenden operativen Kosten auch für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sei die Beschränkung auf Regelverfahren nicht nachvollziehbar. Das dynamisierte Umfeld der Stromnetzbetreiber sei maßgeblich exogen durch die gesetzlichen Vorgaben und steigende Anforderungen an den Netzbetrieb geprägt, und somit ungeachtet von Unternehmensgröße oder unternehmensindividuellen Entscheidungen unter Berücksichtigung personeller Ressourcen. Ein Zuwarten auf den Effekt einer schnelleren Abbildung durch die Verkürzung der Regulierungsperiode erweise sich demgegenüber als nicht in gleicher Weise geeignet: Zum einen stelle sich dieser Effekt frühestens ab der siebten Regulierungsperiode ein, Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssten somit noch weit mehr als zehn Jahre abwarten. Zum anderen sei der positive Effekt der Verkürzung ohnehin nur marginal.

225 Hilfsweise sei eine fakultative Teilnahmeoption am OPEX-Ausgleichsmechanismus für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit Bindung für die gesamte Regulierungsperiode vorstellbar.

226 Es wurde auch darauf verwiesen, dass die Anwendung auf VNB des vereinfachten Verfahrens, laut Ausführungen des VKU, leicht umsetzbar sei.

227 Im Übrigen wurde es als widersprüchlich erachtet, dass die Bundesnetzagentur zum vermeintlichen Vorteil für kleinere Netzbetreiber einerseits die Datenerhebung für Strukturparameter zur Anwendung des Betriebskostenaufschlags vermeiden wolle, gleichzeitig jedoch eine Ausdehnung der Qualitätsregulierung auf ebendiese Netzbetreiber beabsichtige mit der Konsequenz, dass Daten zu erheben wären, die bislang noch nicht vorlägen oder teils überhaupt nicht mit hinnehmbaren Aufwand ermittelt werden könnten.

228 Es wurde auch darauf hingewiesen, dass nach bisheriger Ausgestaltung das Qualitätselement nur zu sehr geringen Auf- oder Abschlägen führe. Im Gegensatz dazu würde nur ein übergangsweiser Betriebskostenaufschlag die zusätzlichen Kosten der Netzbetreiber decken, die durch eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe anfallen. Gerade die Jahre 2029 bis 2033 würden angesichts der gesetzlich vorgesehenen Treibhausgasneutralität bis 2045 voraussichtlich von einem hohen Transformationsdruck gekennzeichnet sein.

229 Im Falle der Nicht-Ausweitung wurde eine Wettbewerbsverzerrung befürchtet.

230 Auch wurde eine systematische Schlechterstellung von kleinen bzw. leistungsschwächeren Netzbetreibern, die sich für die Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren

Entwurf

entschieden haben, bemängelt. Es sei nicht ersichtlich, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren einen geringeren Anpassungsbedarf hätten, als diejenigen im Regelverfahren. Der pauschale Verweis auf die Möglichkeit, in das Regelverfahren zu wechseln, sei angesichts der hieran anknüpfenden sonstigen Anforderungen nicht verhältnismäßig.

231 Es wurde auch ausgeführt, dass die Kompatibilität dieses Modells mit dem vereinfachten Verfahren eine explizit hervorgehobene Rolle spiele. Erforderlich sei lediglich die zusätzliche Feststellung von (Ausgangs-)Vergleichsparametern im Basisjahr. Dass in der Begründung zu Tenorziffer 16.1. angeführte Argument, es könne mit Blick auf die Interessen der Netzkunden nicht in der erforderlichen Gewissheit gewährleistet werden, dass die ermittelten Parameter tatsächlich solche sind, die die Versorgungsaufgabe der kleinen Verteilernetzbetreiber abbilden, könne im Übrigen durch Anwendung sachgerechter pauschaler Korrekturfaktoren minimiert werden.

232 Sofern ein datenbasierter Anpassungsmechanismus für alle Netzbetreiber nicht realisierbar sein sollte, wurde angeregt einen pragmatischeren Lösungsansatz zu wählen, der im Ergebnis sachgerecht für alle Netzbetreiber ist.

4.2.3.4 Alternative Formen der Anpassung der Betriebskosten

233 Die bereits von der Branche vorgeschlagenen Ansätzen zur Berücksichtigung von dynamischen Kostenveränderungen müssten weiter in Betracht gezogen werden. Für stark volatile Kostenkategorien biete bereits das heute vorhandene System mit der Kategorie der volatilen Kosten die Möglichkeit einer Berücksichtigung ebensolcher Positionen außerhalb des Budgetprinzips, an, sofern die Kriterien Volatilität und Werthaltigkeit erfüllt seien. Für diese Positionen sei ein Budgetprinzip unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode ohnehin nicht sinnvoll.

234 Der Rückgriff von volatilen Kostenanteilen wird an anderer Stelle auch noch stärker eingefordert. Bei Erfüllung der Kriterien, müssten stark volatile Kostenkategorien auch über das vorhandene System der volatilen Kosten berücksichtigt werden.

235 Es wurde auch anregt, dass die Bundesnetzagentur den Vorschlag des OPEX-Xgen gleichberechtigt zu den anderen regulatorischen Instrumenten anhand der von ihr aus dem Europarecht hergeleiteten Kriterien zur Beurteilung der Instrumente untersuchen solle. Aktuell werde der Vorschlag ohne Begründung und rein tautologisch allein aufgrund einer

Entwurf

definitorischen, ohne Bezug zum Sachverhalt stehenden Setzung seitens der Bundesnetzagentur verworfen. (Siehe auch Abschnitt 4.2.2.4)

4.2.3.5 Anpassung der Betriebskosten in der vierten Regulierungsperiode

236 Die Einführung des Instrumentes oder eines solchen Instrumentes bereits in der vierten Regulierungsperiode wurde gefordert und beispielsweise als essentiell, notwendig oder unerlässlich bezeichnet.

237 Die diesbezüglich durch die Bundesnetzagentur vorgesehene Prüfung wurde begrüßt.

238 Auch wurde vorgetragen, dass seit dem letzten Basisjahr die Betriebskosten von Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern aufgrund der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende, aber auch aufgrund anderer Prozesse wie z.B. des Umbaus der Netze aufgrund Urbanisierung und Digitalisierung deutlich gestiegen seien. Dies betreffe neben den Personal- und Materialkosten auch Kosten für die Überwachung der Infrastruktur, um mögliche Eingriffe in kritische Infrastruktur zu vermeiden. Auch wenn der Umsetzungsgrad in den einzelnen Unternehmen noch unterschiedlich sein möge, so sei doch fest davon auszugehen, dass alle Unternehmen bis Ende der vierten Regulierungsperiode einen entsprechenden Aufwuchs verzeichnen würden. Es sei unerlässlich, die Netzbetreiber bereits jetzt entsprechend zu entlasten, um die o.g. Ziele nicht zu verfehlen.

239 Beispielhaft wurde auf gesteigerte Investitionen verwiesen und darauf, dass in diesem Zusammenhang seit 2021 verstärkt Personal eingestellt worden sei. Damit werde die Bereitschaft signalisiert bezüglich der OPEX in Vorleistung zu gehen. Wenn der OPEX-Aufschlag jedoch nicht zeitnah zur Anwendung käme, sähe man sich gezwungen, den weiter geplanten Personalaufbau zu stoppen.

240 Auch wurde vorgetragen, dass in einer Phase zum Teil exponentiell steigender Anforderungen an Netzbetreiber die verzögerte Berücksichtigung energiewendebedingter Betriebskostensteigerungen zu einer wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber führe, die kontraproduktiv sei.

241 Es fand sich auch die entgegengesetzte Positionierung: Das OPEX-Modell sei nicht auf die bereits laufende vierte Regulierungsperiode anzuwenden.

Entwurf

4.2.3.6 Fortführung der Anpassung der Betriebskosten nach der fünften Regulierungsperiode

242 Die Fortführung der Anpassung der Betriebskosten auch über die fünfte Regulierungsperiode hinaus wurde ebenfalls gefordert. Sie sei unabhängig von der Dauer der Regulierungsperiode notwendig. So wurde etwa ausgeführt, dass bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode Kostenunterdeckungen auf Grund von Wachstum bzw. der Veränderung der Versorgungsaufgabe bestehen blieben. Die Regulierungssystematik für die operativen Kosten müsse so angelegt sein, dass die effizienten OPEX über die EOG gedeckt werden können, sonst entständen den Netzbetreibern zusätzliche Finanzierungskosten, die in einem WACC-Ansatz nicht erfasst würden und zu Lasten der Eigenkapitalverzinsung gingen.

243 Ohne eine Anpassung der Betriebskosten nach der fünften Regulierungsperiode, bestehe eine strukturelle Lücke im Regulierungssystem.

244 Es sei weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet würden.

245 Auch wurde vorgebracht, dass es fahrlässig wäre, die Energiewende und deren Kostensteigerung von vorneherein auf Regulierungsperioden zu begrenzen oder im Sinne einer zeitnahen Anerkennung von Kosten eine dauerhafte Veränderung des Regulierungssystems auf kürzere Periodendauern vorzunehmen. Diese wirke gegenüber einer langen Regulierungsperiode dämpfend auf die Innovationskraft der Netzbetreiber und ihr Potenzial echte Effizienzen zu heben. Somit wäre gegebenenfalls sogar eine dynamisierte Energiewende in ihrer Geschwindigkeit verlangsamt.

246 Auch wurde gefordert, dass kein Entweder-oder-Prinzip bezüglich der Anpassung der Betriebskosten und der Verkürzung der Regulierungsperiode geben solle. In diesem Zusammenhang wurde auch ausgeführt, dass eine Anpassung allein über VPI und Xgen keinerlei Veränderung der Versorgungsaufgabe berücksichtige.

247 Es wurde zudem vorgebracht, dass auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ein Instrument zur Abdeckung outputbasierter Betriebskostenerhöhungen während der Regulierungsperiode notwendig sei. Notwendig sei also eine Kombination des Instruments „Verkürzung der Regulierungsperiode“ mit einem weiteren regulatorischen Instrument zur Abbildung von Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode. Solche

Entwurf

Kombinationen an regulatorischen Instrumenten untersuche die Bundesnetzagentur im Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen jedoch nicht. Da es keinen a priori Grund gäbe, der gegen eine Kombination an Instrumenten spreche, würden solche Kombinationen an Instrumenten derzeit ohne Begründung nicht berücksichtigt.

248 Die Bundesnetzagentur solle die Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils im Zusammenspiel mit i) dem Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten („VKU-Modell"), ii) des OPEX-Xgen („Netze BW-Modell"), iii) des Betriebskostenfaktors anhand des Wachstumsausgleichsfaktors („BDEW-Modell") untersuchen. Diese drei Kombinationen sollten jeweils explizit dem Einzelinstrument einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode gegenübergestellt und beurteilt werden.

249 An anderer Stelle wurde vorgebracht, dass im Hinblick auf die Handhabbarkeit und den einhergehenden Verwaltungsaufwand eine fünfjährige Regulierungsperiode mit einer jährlichen OPEX-Anpassung im Vergleich zu einer dreijährigen Regulierungsperiode die zu bevorzugende Variante darstelle.

250 Zudem wurde ausgeführt, dass sich dieses Instrument eingeschwungenen Zustand der Versorgungsaufgabe über sich nur gering entwickelnde Parameter selbst abschaffe. In diesem Sinne sei auch fraglich, ob eine separate Definition der Erlösobergrenzenformel für verschiedene Regulierungsperioden notwendig sei.

251 Eine Mittelwertbildung könne auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode ermitteln. Sie werde bei steigenden OPEX – die im Rahmen der Transformation der Energienetze in den nächsten Jahren zu erwarten seien – immer einen Teil des Anstiegs vernachlässigen, da sie den inflationsbedingten Kostenanstieg innerhalb der geprüften Regulierungsperiode und den Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Aufgaben nicht erfasse.

252 Auch wurde vorgetragen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode nicht erforderlich sei, wenn der Mechanismus auch darüber hinaus fortgeführt würde.

4.2.3.7 Evaluierung nach Tenorziffer 3.3

253 Es wurde hinterfragt, ob die Evaluierung nicht offener in Bezug auf drei oder fünf Jahre geführt werden könne oder dies explizit eingefordert.

Entwurf

254 Der vorliegende Beschluss lasse ohne eine Abänderung keine weitere Regulierungsperiode von fünf Jahren zu und müsse weitaus offener bzw. aus einer anderen Perspektive formuliert werden.

255 Auch wurde ausgeführt, dass in der Evaluierung Gründe dargelegt werden sollten, warum von einem gut funktionierenden System abgewichen werden sollte. Die für die fünfte Regulierungsperiode geplante Einführung einer OPEX-Anpassung werde das Regulierungssystem sinnvoll ergänzen und zukunftsfähig machen.

256 Es wurden auch Bedenken geäußert, dass zum Evaluierungszeitpunkt noch nicht genug Erfahrungen, insbesondere zu Verfahren nach Festlegung der Erlösobergrenze gesammelt seien. Schließlich würden viele der angedachten Anpassungen erst zum 1.1.2029 wirksam.

257 Auch wird darauf hingewiesen, dass 2030 Basisjahr im Gasbereich sei. Die relevanten Festlegungen für Gas müssten bis Ende 2028 feststehen.

258 Falls die Bundesnetzagentur an der Verkürzung der Regulierungsperiode festhalte, wurde auch gefordert, dass die Vereinfachungen und Prozessbeschleunigungen anhand von vorab definierten Kriterien durch einen unabhängigen Gutachter untersucht werden und unter Konsultation der Netzbetreiber evaluiert werden sollten.

259 Allgemeiner wurde gefordert, dass der Evaluierungsprozess unter weitreichender Konsultation der Branche erfolgen solle. Nur so könne eine sachgerechte Ergebnisfindung gewährleistet werden.

260 In diesem Zusammenhang wurde auch angeregt, dass die Evaluierung durch ein externes Gremium erfolgen solle und die Evaluierung - analog einem Gesetzgebungsverfahren - die Problem- und Zielstellung, die Lösung, die Alternativen sowie die Wirkungen auf die Netzbetreiber und Regulierungsbehörden aufzeige. Dabei sei auch wichtig, die damit einhergehenden Kosten aller Beteiligten zu betrachten.

261 In diesem Zusammenhang wurde auch gefordert, klare, transparente und nachvollziehbare Kriterien heranzuziehen, die insbesondere die Anzahl und Dauer von Verwaltungsverfahren und der anhängigen gerichtlichen Verfahren einbeziehen. Zudem müsse auch bewertet werden, ob der grundlegende Auslöser – die zunehmende Dynamik, insb. durch die beschleunigte Energiewende – noch Bestand habe oder eine Annäherung an einen (wieder) eingeschwungenen Zustand stattgefunden habe oder absehbar sei. Die Rahmenbedingungen für die Evaluierung – Verfahren und Grundlagen - sollten in der Festlegung verankert werden.

Entwurf

Zudem müsse sichergestellt sein, dass das Ergebnis der Evaluierung und auch deren Grundlagen bei Bedarf von einer unabhängigen Stelle, z.B. durch ein Gericht, überprüft werden können.

262 Zwingend müssten zudem dabei die "gewonnenen Erkenntnisse aus der Rechtsprechung"[4] in die Bewertung einfließen und demnach im Zweck ergänzt werden.

263 Auch wurde angeregt im Rahmen der Evaluierung, die Fortführung Betriebskostenanpassung zu prüfen. Diesbezüglich wurde auch eine Prüfpflicht gefordert.

264 Ebenso wurde gefordert, dass die Evaluierung sich auch auf den Stand laufender Beschwerdeverfahren und die Sachgerechtigkeit des Anpassungsmechanismus erstrecken solle. Falls die Evaluierung aufgrund fehlender Erkenntnisse und Erfahrungen aus der Praxis nicht sinnvoll umsetzbar sei, solle auch keine Umstellung auf eine dreijährige Regulierungsperiode erfolgen.

265 Es wurde zudem bezüglich der Ausrichtung der Evaluierung ausgeführt, dass die OPEX-Anpassung davon nicht umfasst sein könne, da eine Feststellung der Wirksamkeit dieses Instruments ein gewichtiges Argument gegen den Übergang in die dreijährige Regulierungsperiode darstellen würde. Genau dies müsse aber angesichts der Alternativenfunktion beider Maßnahmen nach gerade einen Hauptansatzpunkt der Evaluierung bilden. Erst wenn auf gesicherter Erkenntnisbasis feststünde, dass das insoweit in den Auswirkungen mildere Mittel der OPEX-Anpassung nicht ausreichend sei, könne eine Verkürzung der Periodendauer in Betracht kommen.

266 Auch wurde darauf hingewiesen, dass angesichts der Ausführungen der GBK, dass ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich sich am ehesten als geeignete Alternative zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode erweise, mit Blick auf die Evaluierung, kontraproduktiv sei, einen erheblichen Teil der Netzbetreiber a priori aus einer zur Periodenverkürzung ernsthaft geeigneten Verfahrensalternative auszuklammern. Insofern würde eine Evaluierung auf einer verschmälerten Erkenntnisbasis beruhen und zu einer Verzerrung der Ergebnisse führen.

267 Allgemein wurde auch auf die Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, die Teil der Konzeption für Bessere Rechtssetzung und Bürokratieabbau der

[4] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Entwurf

Bundesregierung sei, verwiesen. In ihrer neuen Rolle als rechtssetzendes Organ dürfe die Bundesnetzagentur, als Teil der Bundesverwaltung, diese Grundsätze nicht unbeachtet lassen.

4.2.4 Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4)

268 Die grundsätzlich gestiegene Transparenz bei der Formel der Erlösobergrenze wurde begrüßt. Die einzelnen Bestandteile seien nunmehr besser aufgeschlüsselt und nachvollziehbar.

4.2.4.1 Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nur auf OPEX

269 Die einseitige Beseitigung von Inkonsistenzen im Regulierungsrahmen sei sachlich nicht richtig. Der Entfall der Inflationierung der CAPEX sei nicht verhältnismäßig, zumal andere Fehler in der Regulierungsformel wie der zweijährige Verzug bei der Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) nicht beseitigt würden. Bezüglich des Entfalls der Inflationierung der CAPEX sei sicherzustellen, dass der Zinsanteil für das Eigenkapital den Inflationsausgleich gewährleisten müsse.

4.2.4.2 Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten

270 Es sei nachvollziehbar, dass es weiterhin einen Effizienzvergleich basierend auf den Gesamtkosten geben solle, um Verzerrungen im Effizienzvergleich zu vermeiden. Die Umsetzung von kurzfristigen individuellen Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten sei auf Grund der langen Nutzungsdauern jedoch nicht realisierbar, da in der Regel die Kapitalkosten erst nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer durch Rückbau oder Ersatz der Anlagen signifikant angepasst werden könnten. Die Anwendung des Effizienzwertes solle sich daher auf die Betriebskosten beschränken. Kapitalkosten berücksichtigten unveränderliche Anschaffungs- und Herstellungskosten und festgelegte Abschreibungsmethoden, daher sei eine Effizienzerzielung nicht möglich. Auch im bisherigen Regulierungssystem hätten Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten nur im OPEX-Bereich umgesetzt werden können, allerdings hätten die Netzbetreiber einen Ausgleich über die Inflationsanpassung der CAPEX erhalten. Ein entsprechendes kompensatorisches Element sei im Sachstandspapier hingegen nicht vorgesehen. Zudem sei ein übermäßig kapitalintensives Verhalten von Netzbetreibern aus praktischen Gründen (Ressourcenknappheit bei Material, Personal und Finanzen) nicht zu befürchten. Es werde immer die kosteneffizienteste Maßnahme veranlasst. Darüber hinaus sei zu Bedenken, dass bei Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten Netzbetreiber, die sich in der

Entwurf

Transformation besonders engagieren und zulasten ihrer Kapitalverzinsung investieren und damit vorrauschauenden Netzaus- und -umbau betreiben, doppelt bestraft würden.

271 Einige Netzbetreiber tragen vor, dass die Anwendung der Effizienzvorgaben auf die CAPEX zu kritisieren sei, weil in der Gestaltung der CAPEX kaum Freiheitsgrade bestünden und die Effizienzvorgaben damit weder erreichbar noch übertreffbar wären.

272 Ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90 %, dessen Basisjahrkosten sich zu 50 % aus Betriebskosten, zu 40 % aus Kapitalkosten und zu 10 % aus volatilen Kosten zusammensetzen, könne seinen Erlöspfad nur einhalten, wenn er seine Betriebskosten um 20 % absenkt.

4.2.4.3 Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile

273 Da volatile Kosten bereits jährlich an die tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden, würde eine zusätzliche Effizienzvorgabe auf diese Kostenbestandteile zu systematischen Verzerrungen und einer überproportionalen Effizienzvorgabe auf OPEX führen.

274 Vielmehr dürften volatile Kosten aus systematischen Gründen keiner Effizienzvorgabe unterliegen. Der Wert VK_t bilde die volatilen Kosten im Zeitpunkt t ab. Jegliche Einsparungen im Vergleich zum Wert VK_0 seien somit direkt in der Erlösobergrenze über den Wert VK_t berücksichtigt. Jedoch würden zusätzlich über die Effizienzvorgaben einschließlich auf den Wert VK_0 die im Effizienzvergleich festgestellte Ineffizienzen pauschal erlösmindernd angesetzt. Damit könne die Effizienzvorgabe durch Einsparungen bei den volatilen Kosten faktisch nicht erreicht werden und es bestehe kein Anreiz für die Netzbetreiber, volatile Kosten einzusparen. Vielmehr müssten die Effizienzvorgaben in anderen Kosten Kostenpositionen gehoben werden, was nicht möglich und nicht verursachungsgerecht sei.

275 Bezüglich des Wertes VK_0 werde im Ergebnis unterstellt, dass die festgestellten Ineffizienzen zwangsläufig fortbestehen würden. Zudem würde bei dem Plankostenansatz mit Plan-Ist-Abgleich nicht mehr das Budgetprinzip bei volatilen Kosten gelten. Eine nachträgliche Einsparung auf ein vermeintlich repräsentatives Budget sei daher nicht möglich.

276 Eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sei damit nicht mehr gegeben. Dies stehe auch im Widerspruch zu der Einordnung der Beschlusskammer, wonach volatile Kosten einen Mittelweg, zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen würden.

Entwurf

277 Die Effizienzvorgaben seien daher ausschließlich auf den beeinflussbaren Teil der Kosten der Betriebskosten anzuwenden. Um Effizienzanreize bei den Kapitalkosten und den volatilen Kosten beizubehalten, genüge es, diese bei der Bestimmung der Kostenbasis für den Effizienzvergleich als Aufwandsparameter einzubeziehen.

278 Einflussmöglichkeiten eines Netzbetreiber auf diese Kosten seien zudem nahezu nicht gegeben, da gerade Preis bzw. die Menge der volatilen Kosten auf Basis externer Entwicklungen schwanken würden.

4.2.4.4 Rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile

279 Unabhängig von der Frage, ob die Effizienzvorgabe auf den Basisjahrwert der volatilen Kosten wirken solle, wurde eine Korrektur der Regulierungsformel gefordert. Die volatilen Kostenanteile sollten als eigene Kategorie neben den OPEX und CAPEX einer sachgerechten und rechnerisch richtigen Anpassung unterliegen. Die volatilen Kosten seien im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen eigenständigen Term zu repräsentieren, auf den lediglich der Verteilungsfaktor mit Effizienzvorgaben anzuwenden sei, jedoch keine Anwendung des VPI und des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgen solle. Bei dieser Notation müsse im zweiten Teil der Formel auch keine Korrektur um den Faktor des VPI und Xgen erfolgen.

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + (OPEX_0 - VK_0) * (1 - X_{ind,t}) * \prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + VK_0 * (1 - X_{ind,t}) + (CAPEX_0 - KK_{Ab,t}) * (1 - X_{ind,t}) + KK_{Auf,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0 + S_t + F\&E_t$$

280 Dieses Vorgehen würde mit dem systematisch zutreffenden Vorgehen bei der Bereinigung der im Ausgangsniveau der Gasnetzbetreiber enthaltenen Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus Anlagenabgängen (BVG_0) gemäß Tenorziffer 4.6 übereinstimmen.

281 Im Formelvorschlag der Beschlusskammer würden hingegen im Ergebnis auch Inflationssteigerungen abgezogen, die im ersten Teil der Formel aufgrund des Verteilungsfaktors gar nicht anerkannt würden. Wenn ein Netzbetreiber auch bezüglich der volatilen Kostenanteile den Abbaupfad einhalte, erhalte er nicht die vollständigen Kosten anerkannt. Über den Korrekturterm werde somit eine höhere Anpassung mittels VPI und Xgen abgezogen, als die Netzbetreiber erlösobergrenzen erhöhend ansetzen dürften.

Entwurf

282 Ein weiterer Vorschlag zur Änderung der Regulierungsformel sieht in diesem Zusammenhang folgende Korrektur vor:

$$+VK_t - VK_0 \times \left(\mathbf{1} - \boldsymbol{X_{ind,t}}\right) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + \cdots$$

4.2.4.5 Verlustenergie als volatile Kosten in der Regulierungsformel

283 Die Regulierungsformel sei bezüglich der Effizienzvorgaben auf die volatilen Kostenanteile, insbesondere bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, nicht sachgerecht. Die Kosten für die Verlustenergie würden im Basisjahr im Rahmen eines Partialbenchmarkings bezüglich der Menge auf Effizienz geprüft. Gleichzeitig gingen die Basisjahrkosten in den Effizienzvergleich ein. Die Preise für die jährliche Beschaffung könnten jährlich an den Referenzpreis multipliziert mit der im Basisjahr geprüften Menge angepasst werden. Bei der Bestimmung des Referenzpreisniveaus seien also auch schon Anreizelemente enthalten, so dass deren Anwendung nicht zum Ausgleich der tatsächlichen Kosten führe. Somit enthielten die volatilen Kosten für die Verlustenergie bereits Effizienzvorgaben. Laut Regulierungsformel sollen aber die Verlustenergiekosten des Basisjahres mit der individuellen Effizienzvorgabe belegt werden. Damit würden diese Kosten mit einer doppelten Effizienzvorgabe belegt. Gleichzeitig entfalle die bisherige Inflationierung der Basisjahrkosten für die Netzverluste, die diesen Nachteil ausgleichen könne.

4.2.4.6 Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze

284 Das Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze wurde begrüßt.

4.2.4.7 Korrekturterm auch bei Messstellen von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern

285 Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende finde auch eine Transformation im Messstellenbetrieb der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber statt. Bis zum Jahr 2032 müssten 95 % der auszustattenden Messstellen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein. Der Zählerbestand bei den Verteilernetzbetreibern werde somit bis zum Jahr 2032 ausgebaut sein. Die neu eingebauten intelligenten Zähler würden dem Anlagevermögen des grundzuständigen Messstellenbetreiber zugeordnet werden. Aufgrund der 20-jährigen Nutzungsdauer der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“ komme es zu entsprechenden vorzeitigen Anlagenabgängen beim Verteilernetzbetreiber. Eine Abbildung dieser Kosten über das Ausgangsniveau sei aufgrund des Zeitverzugs nicht

Entwurf

hinreichend. Der Zeitverzug sollte über eine Berücksichtigung der Kosten im Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden.

286 Da bis zum Jahr 2032 der Großteil der kalkulatorischen Restbuchwerte der Zähler beim Verteilernetzbetreiber ausgebucht sein würden, genüge eine Regelung für die fünfte Regulierungsperiode. Hierbei seien lediglich die die Anlagenabgänge ab dem Jahr 2027 zu berücksichtigen, da die Anlagenabgänge der Jahre 2022 bis einschließlich 2026 Bestandteil des Ausgangsniveaus für die fünfte Regulierungsperiode seien und dort kumuliert mit 1/5 der Basisjahrkosten zu berücksichtigen seien.

287 Die Berücksichtigung der jährlichen Anlagenabgänge könne beispielsweise im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages erfolgen, in dem dort die kalkulatorischen Restbuchwerte des Jahres – fortentwickelt bis zum Ende der Regulierungsperiode – berücksichtigt werden. Die Restbuchwerte der Anlagenabgänge der Jahre 2027 und 2028, könnten zusammen mit den Abgängen des Jahres 2029 im Kapitalkostenaufschlag des Jahres 2029 berücksichtigt werden. Bei einem Ansatz des Restwerts zum Ende der fünften Regulierungsperiode bedürfe es keiner Anpassung des Kapitalkostenabzugs. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse seien kostenmindernd zu berücksichtigen.

4.2.4.8 Verfahrensregelungen

288 Nach einer vorgetragenen Auffassung enthalte nicht nur die Regelungen unter Tenorziffer 4.2 S. 2 und S. 4 verfahrensrechtliche Bestimmungen im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG. Auch die weiteren Bestimmungen in Tenorziffer 4.2 S. 1 und S. 3 seien keine rein-materiellrechtlichen Regelungen, sondern zumindest auch verfahrensrechtlicher Natur. Diese Regelungen müssten bei den Verfahrensbestimmungen ergänzt werden.

4.2.5 Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

289 Das angelegte Verhältnis der Festlegungen RAMEN und StromNEF/GasNEF wurde kritisiert. Dies betrifft einerseits die in der Festlegung RAMEN enthaltenen abstrakten Kriterien zur Bestimmung des Ausgangsniveaus und andererseits die materiellen Regelungen zum Ausgangsniveau auf der Ebene der Festlegung RAMEN. Diese Regelungen wurden inhaltlich bemängelt und das systematische Verhältnis zur Festlegung zum Ausgangsniveau wurde kritisiert.

Entwurf

4.2.5.1 Kriterien zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

290 Die Formulierungen zur Anerkennung nur solcher Kosten, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen sowie der Ausschluss von Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, ließen einen über den eigentlichen Effizienzvergleich hinausgehenden weiteren Effizienzvergleich vermuten. Eine solche Effizienzbetrachtung bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus sei nicht sachgerecht. Vielmehr seien betriebsnotwendige Kosten vollständig im Ausgangsniveau anzuerkennen. Erst im Folgeprozess des Effizienzvergleichs erfolge sodann eine Gegenüberstellung mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern. Darüber hinaus sollten derartige Grundsätze zum Ausgangsniveau aus systematischen Gründen der Festlegung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus vorbehalten bleiben.

291 Die Formulierung in Tenorziffer 5.1 S. 4, wonach die Kosten keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürften, sei sprachlich, inhaltlich und von der Zielsetzung unklar und zu streichen. Insbesondere seien alle Kosten anerkennungsfähig, die der Verwirklichung der Ziele nach § 1 EnWG dienten. Auch Mehrkosten in diesem Zusammenhang, etwa Kosten zur CO2-freie Beschaffung von Energie, seien anerkennungsfähig.

292 Während einerseits angemerkt wurde, dass die Festlegung RAMEN bereits übermäßige Vorgaben zur Bestimmung des Ausgangsniveaus enthalte, wurde andererseits die Aufnahme weiterer Kriterien gefordert. So solle auch die Vorgabe in § 21 Abs. 2 S. 4 EnWG aufgenommen werden, wonach Netzbetreiber Investitionen so vornehmen können müssten, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet sei. Ein Hinweis in der Begründung auf diese Regelung sei unzureichend und werde dieser gesetzlichen Anforderung nicht gerecht.

293 Als weiteres Kriterium zum Ausgangsniveau wurde gefordert, dass es nicht nur einen Ausschluss von Kosten geben dürfe, die sich nicht im Wettbewerb einstellen würden. Als Positiv-Kriterium im Sinne der Wettbewerbsanalogie müsste auch geregelt werden, dass alle Kostenbestandteile, die sich auch im Wettbewerb einstellen würden, bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigt seien.

294 Den Ausführungen, dass eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung nicht in Betracht komme, könne nicht gefolgt werden. Die hier adressierte Kostenorientierung beziehe sich letztlich auf die Bildung

Entwurf

und Erhebung von Entgelten und die Frage, inwiefern Netzkunden dadurch an den für sie maßgeblichen Kosten beteiligt werden oder ob insofern Abstraktionen möglich sind. Das Regulierungssystem müsse hingegen sicherstellen, dass es jedenfalls im Durchschnitt bzw. im Zeitverlauf im Ergebnis zu einer Anerkennung der (effizienten) Ist-Kosten der Netzbetreiber komme.

4.2.5.2 Materielle Regelungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

295 Bezüglich der folgenden Regelungen wurden nicht nur inhaltliche Anmerkungen getätigt, sondern auch geltend gemacht, dass diese aus systematischen Gründen erst auf der Ebene der Festlegung StromNEF/GasNEF zu treffen seien, um eine stringente, kaskadierende Festlegungsstruktur zu wahren. Darunter fielen die Regelung bzw. insbesondere die Erwägungen zur Gewerbesteuer sowie die Regelungen zur Besonderheit des Geschäftsjahres. Ausführungen zur Berechnung der Gewerbesteuer innerhalb des WACC sollten nachfolgenden Festlegungen überlassen werden (wobei der Vom-Hundert-Ansatz als nicht sachgerecht bezeichnet wurde).

4.2.5.2.1. Besonderheit des Geschäftsjahres

4.2.5.2.1.1 Prüfansätze zur Bestimmung einer Besonderheit der Kosten

296 Bezüglich der Regelung zur Berücksichtigung von Besonderheiten des Geschäftsjahres bei Kosten wurden insbesondere die Erwägungen kritisch gewürdigt. Eine hiermit womöglich skizzierte Methodik zur pauschalen Aberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung stelle ein erhebliches Risiko dar, dass im Ergebnis keine angemessene Ausgangsbasis für ein Regulierungsperiode anerkannt werde. Eine vergangenheitsbezogene Mittelwertbildung könne schon deswegen nicht sachgerecht sein, da hierbei die Inflation der Kosten der jeweiligen Jahre nicht berücksichtigt werde.

297 Dies gelte auch bzw. insbesondere für den Fall einer verkürzten Regulierungsperiode, da sich in dieser Konstellation und auch aufgrund der Transformationsphase des Energiesektors und der damit einhergehenden Kostensteigerungen der sogenannte Basisjahreffekt nicht einstellen würde. Bei der Prüfung einer Besonderheit müsse vielmehr eine vorwärtsgerichtet Betrachtung der Kostensituation erfolgen.

Entwurf

298 Eine dreijährige Regulierungsperiode würde im Rahmen der notwendigen Beschleunigung der Verfahren in diesen Fragen zu standardisierten Prüfansätzen führen, wodurch eine angemessene Kostenanerkennung nicht gewährleistet wäre. Es bedürfe daher vorab einer Diskussion über angemessene Prüfansätze. Eine Mittelwertbildung könne aufgrund der Inflation bezüglich der Vergangenheitswerte und der absehbaren Kostensteigerung nicht die Basis für einen solchen Prüfansatz sein.

299 Zudem wurde vortragen, dass die an die bisherige Rechtslage angelehnte Regelung nicht zu Verfahrensvereinfachungen führen würde. Vielmehr sollten im Einklang mit der Rechtsprechung lediglich besondere Einmaleffekt in Abgrenzung zu hinzunehmenden Kostenschwankungen als Besonderheiten des Geschäftsjahres relevant sein.

4.2.5.2.1.2 Gesamthafte Betrachtung der Kostensituation

300 Es wurde gefordert, dass bei einer Beurteilung von Besonderheiten des Basisjahres nicht nur auf einzelne Kosten- bzw. Erlöspositionen abgestellt werde, sondern dass hierbei auch sachliche Zusammenhänge zwischen der Entwicklung mehrerer Kosten- bzw. Erlöspositionen beachtet werden müssten.

4.2.5.2.1.3 Regelung zur Besonderheit des Geschäftsjahres bei Erlösen und Erträgen

301 Die Regelung zum Ansatz eines effizienten Wertes von Erlösen und Erträgen beim Vorliegen einer Besonderheit des Geschäftsjahres wurde kritisiert. Es könnten aus methodischen Gründen und aufgrund der damit erfolgenden Ungleichbehandlung nicht einerseits erhöhende Plankostenansätze ausgeschlossen werden und andererseits über die Gewinn- und Verlustrechnung hinausgehende Erlöse angesetzt werden. Dies würde das Ergebnis der Kostenprüfung verzerren und eine Asymmetrie zu Lasten der Netzbetreiber darstellen. Es könnte von Netzbetreibern keine Nachweise zu nicht vorhandenen Planerlösen geführt werden, die aus dem Nichts herangezogen werden sollen.

302 Es müssten zudem sichergestellt werden, dass keine isolierte Betrachtung von verringerten Erlösen erfolge. Diese könnten auch mit verringerten Kosten zusammenhängen.

303 Die Regelung komme einem zusätzlichen Partialbenchmark der Erlöse und Erträge gleich. Es bliebe unklar, wie die Vergleichsunternehmen hierfür bestimmt werden würden. Vermeintlich

Entwurf

ineffiziente Erlöse und Erträge sollen vielmehr in den eigentlichen Effizienzvergleich einfließen und dort einem Quervergleich unterworfen werden.

304 Die methodischen Folgen der Regelungen seien nicht erkennbar, da gemäß den Erwägungen eine Behandlung der Erlöse und Erträge spiegelbildlich wie die die Behandlung der Kosten erfolgen solle, aber bei den Kosten gerade keine Erhöhung zugelassen werden. Im Ergebnis sollten vielmehr besonders hohe Erlöse und Erträge spiegelbildlich zu den Kosten gekürzt werden können, um ein sachgerechtes Ausgangsniveau zu gewährleisten. Hingegen sei eine Anrechnung von Plan-Erlösen und ein Ausschluss von Plan-Kosten nicht zu rechtfertigen.

4.2.5.2.1.4 Positive und negative Besonderheiten sowie Plankosten

305 Es wurde gefordert, auch sogenannte negative Besonderheiten zu berücksichtigen. Dies seien im Basisjahr besonders geringer ausfallender Kosten bzw. besonders hoch ausfallender Erlöse oder Erträge. Es sei eine Regelung aufzunehmen, die es der Regulierungsbehörde in diesen Fällen ermögliche, eine Erhöhung von Kosten und eine Verringerung von Erlöspositionen im Vergleich zur Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres einzubeziehen. Nur durch einen einheitlichen Maßstab für die Behandlung von positiven und negativen Besonderheiten könnte im Ergebnis ein angemessenes Niveau an betriebsnotwendige Netzkosten und damit ein repräsentatives Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode ermittelt werden.

306 In diesem Zusammenhang steht auch die Forderung, dass auch im Rahmen einer Anreizregulierung Plankostenansätze anzuerkennen seien. Der reine Verweis auf die entsprechende Regelung in der Festlegung zum Ausgangsniveau sei ein Zirkelschluss. Diesbezüglich wurde auch vorgetragen, dass aufgrund der Regelungen in der Festlegung zum Ausgangsniveau die Erwägungen in der Festlegung RAMEN zu diesem Aspekt entfallen könnten.

4.2.5.2.2. Differenzierung von OPEX und CAPEX

307 Die Abgrenzung im Ausgangsniveau zwischen CAPEX und OPEX wurde begrüßt. Jedoch wurde angeregt, in der Festlegung RAMEN eine Begriffsdefinition der CAPEX und OPEX aufzunehmen, etwa durch Übernahme oder Verweis auf die entsprechenden Definitionen in der Festlegung zum Ausgangsniveau.

Entwurf

4.2.5.2.3. WACC

308 Die Festlegung eines pauschalen WACC dem Grunde nach bereits in der Festlegung RAMEN wurde begrüßt. Neben der deutlich vereinfachten Berechnung und Vergleichbarkeit im internationalen Umfeld, werde durch die Pauschalierung des Abzugskapitals auch eine Bilanzoptimierung auf Seiten der Netzbetreiber unnötig gemacht. Dies würde die Prüfungshandlungen der Regulierungsbehörden deutlich vereinfachen und die Verfahren beschleunigen.

309 Es wurde auf Inkonsistenzen bei den Ausführungen in der Festlegung RAMEN und Strom- bzw. GasNEF verwiesen. Diese seien zu neutralisieren.

310 Nur teilweise wurden die Annahmen hinterfragt, auf die die Grundsatzentscheidung zu einem WACC gestützt wird. So sei es etwa Netzgesellschaften in kommunalen Konzernen aufgrund der Vielzahl von Investitionen nur begrenzt möglich, sich im Hinblick auf die Kapitalkosten wirtschaftlich zu optimieren. Das Risiko, dass Netzbetreiber sich nicht optimieren können, sei bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes angemessen zu berücksichtigen. Vereinzelt wurde vorgetragen, dass im Hinblick auf langfristige Finanzierungen durch Fremdkapital mit Laufzeiten von mehreren Jahrzehnten und zum damaligen Zeitpunkt marktüblichen Zinssätzen kein Optimierungspotential bestünde.

4.2.5.2.4. Verhältnis des WACC zu anpassbaren Zinsen im Rahmen von KA_{nEu}

311 Die Regelungen bzw. Ausführungen in den Festlegungen RAMEN und StromNEF sowie GasNEF zum WACC einerseits mit pauschalen Fremdkapitalzinsen und andererseits zu anpassbaren Fremdkapitalzinsen bei der Regelung zu KA_{nEu} seien widersprüchlich. So würde die Festlegung RAMEN die Kosten bei Versorgungsleistungen einschließlich der Zinsanteile zu anpassbaren KA_{nEu} erklären. Hingegen seien gemäß der Festlegung RAMEN sowie StromNEF bzw. GasNEF eine WACC-Rate mit einem vollständig pauschalen Ansatz für die Fremdkapitalzinsen vorgesehen, einschließlich dem Fremdkapitalzinsaufwand für zinstragende Rückstellungen. Insofern sei nicht nachvollziehbar, ob und wie eine Anpassung dieser Zinsanteile als KA_{nEu} erfolgen könne.

312 Diese Fragestellungen wurden auch in Bezug zur Regelung der volatilen Kosten angemerkt, wonach auch dort Anpassungen von Zinsanteilen möglich sein sollen.

Entwurf

4.2.6 Stellungnahmen zu: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6)

4.2.6.1 Verbraucherpreisgesamtindex (Tenorziffer 6.1)

313 Die Verwendung des VPI zur jährlichen Anpassung wurde in den Stellungnahmen weit überwiegend für sachgerecht gehalten.

314 In vielen Stellungnahmen wurde gefordert, die zeitverzögerte Berücksichtigung der Inflation (t-2) beim Ansatz des VPI zu beseitigen. Diese stelle einen weitreichenden systematischen Nachteil für Netzbetreiber dar, da zum einen das durchschnittliche Preisniveau des jeweiligen Jahres nicht erlösseitig über die Netzentgelte vereinnahmt werden könne und zum anderen der zweijährige Zeitverzug selbst erlösseitig nie aufgeholt werde, da jeweils zwei Jahresscheiben fehlten. Kritisiert wurde zudem, dass aus den Erwägungsgründen keine sachlichen Gründe für eine Fortführung des bisherigen zweijährigen Zeitverzugs erkennbar seien. Kritisiert wurde in diesem Zusammenhang ferner, dass lediglich eine aus Netzbetreibersicht nachteilige Korrektur der Inflationierung von Kapitalkosten und volatilen Kosten erfolge, aber nicht auch des zweijährigen Zeitverzugs. Dies sei nicht nachvollziehbar, da der Zeitversatz eine Inkonsistenz im Regulierungssystem darstelle. In quantitativer Hinsicht sei dieser Zeitverzug von ähnlicher Bedeutung wie die thematisierte „Doppelanpassung von Kapitalkosten“. Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode sei die quantitative Bedeutung des Zweijahresverzugs relativ zur „Doppelinflationierung“ der Kapitalkosten sogar größer.

315 Für eine Beseitigung des zweijährigen Zeitverzugs wurden in den Stellungnahmen verschiedene Ansätze vorgeschlagen: Dies war zum einen der Ansatz eines Planwerts mit nachträglichem Ist-Abgleich über das Regulierungskonto. Teils wurde hierbei auf das Vorgehen beim Kapitalkostenaufschlag sowie in Österreich verwiesen. Hierbei könne der Durchschnitt der monatlichen Werte des VPI der ersten drei Quartale des letzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i oder alternativ ein mehrjähriger Durchschnitt als Planwert angewandt werden. Als Alternative wurde genannt, bei weitestgehend gleichmäßiger Inflationsentwicklung den zweijährigen Zeitverzug auch beim VPI des Basisjahres einzubauen (VPI_{i-3} in der Formel).

316 Teilweise wurde gefordert, die Inflationierung von Kapitalkosten fortzuführen, teils auch ausdrücklich zusätzlich zur Beseitigung des zweijährigen Zeitverzugs (vgl. Abschnitt 4.2.4.2).

Entwurf

Teilweise wurde vorgetragen, dass bei einem Entfall der Inflationierung der CAPEX ein sachgerechter Nominalzinssatz entwickelt werden müsste.

317 In einer Stellungahme wurde kritisiert, dass die Inflationierung des Ausgangsniveaus mittels VPI und generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) in der Vergangenheit hinter der genehmigten Kostenentwicklung zwischen der der dritten und vierten Regulierungsperiode Strom zurückgeblieben sei. Selbst bei alleiniger Anwendung des VPI ohne Zeitverzug und ohne Xgen hätte die Inflationierung des Ausgangsniveaus unterhalb der genehmigten Kostenentwicklung gelegen. Dies sei auch nicht durch die Inflationierung der Kapitalkosten ausgeglichen worden.

318 Seitens einer Stellungnahme wurde der Verzicht auf eine zusätzliche Inflationierung von Kapitalkosten sowie volatilen Kostenanteilen begrüßt.

319 Eine Stellungnahme regte an, die neue Formelkomponente ausführlicher zu erläutern oder um ein Beispiel zu ergänzen. Zudem solle die finale Festlegung eindeutige Aussagen enthalten, welche VPI-Reihe mit welcher Basisindizierung in den Berechnungen anzuwenden sei.

320 Mit der beabsichtigten Neufassung des bisherigen Terms zum VPI und Xgen durch die Verwendung eines Produktoperator käme es in der Regel zu jährlich geringfügig niedrigeren zulässigen Erlösen als nach der aktuell geltenden Regulierungsformel. Über den Zeitverlauf der Regulierungsperioden summierten sich diese geringeren Erlöse indes zu wirtschaftlich nennenswerten Größenordnungen. Eine mathematische Indikation für die Verwendung des neuen Produktoperator gebe es nicht, daher sollte die bisherige Berechnungsweise beibehalten werden.

4.2.6.2 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6.2)

321 In mehreren Stellungnahmen wurde insbesondere im Hinblick auf den Transformationsprozess der Netze in Zweifel gezogen, dass es eine höhere Produktivität der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft gebe. Eine solche sollte bei der Analyse durch die Bundesnetzagentur konkret herausgearbeitet und empirisch begründet werden, auch um das gesetzliche Gebot wissenschaftlicher Standards zu erfüllen.

322 Teilweise wurde auch im Strombereich die Abschaffung des Xgen und die alleinige Erlösanpassung mittels des VPI gefordert. Zur Begründung wurde angeführt, die Regulierungsbehörde habe diesen Faktor bisher nicht nachgewiesen und auch nicht valide prognostiziert. Fehlprognosen hätten die Netzbetreiber massiv belastet. Für die dritte

Entwurf

Regulierungsperiode habe kein nennenswerter oder gar ein negativer Unterschied zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft vorgelegen, so dass eine alleinige Erlösanpassung mittels des VPI auch nicht zum Nachteil der Netzkunden gewesen wäre. Bei einem Festhalten am Xgen solle eine Korrektur des VPI um Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft jedenfalls nur im Ausnahmefall nach Plausibilitäts- und Erheblichkeitsprüfung erfolgen. Kritisiert wurde zudem, die Bundesnetzagentur lege den Begriff der Besonderheit, beispielsweise bei den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV, sehr viel restriktiver als hier aus.

323 Zusätzlich wurde teilweise angeführt, dass die Abschaffung sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden zu Vereinfachungen führe. Es stelle sich auch die Frage, ob noch wesentliche Unterschiede zwischen der Gesamtwirtschaft und dem Netzbetrieb gegeben seien. Auch sei fraglich, ob der damit verbundene bürokratische Aufwand insbesondere hoher Prüfungsaufwand, wiederholte höchstrichterliche Auseinandersetzungen sowie die daraus resultierende Verlängerung der Verfahrensdauer, gerechtfertigt sei.

324 Zudem wurde im Einzelnen kritisiert, dass ein Gleichlauf der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft in den Erwägungen als fiktive Annahme bezeichnet worden sei. Dann sei auch das Gegenteil, also das Auseinanderlaufen von Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in Form einer Besonderheit bloß eine fiktive Annahme. Dass die Energiewirtschaft nur ein Teil der Gesamtwirtschaft ist, könne die letztgenannte Annahme nicht stützen. Erforderlich seien Treiberanalyse, Hypothesenbildung und Hypothesentest sowie eine Bewertung der Kosten und Nutzen.

325 Teilweise wurde unter Verweis auf die wirtschaftliche Bedeutung des Xgen gefordert, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolge. In der Tendenz über vier Regulierungsperioden und über unterschiedliche Methoden habe sich gezeigt, dass der Xgen überschätzt worden sei. Hierzu wurden folgende Maßstäbe vorgeschlagen: Bei der Ermittlung des Xgen solle eine möglichst verzerrungsfreie und streuungsarme Prognosemethode verwendet werden, die Repräsentativität der für die Prognoseerstellung verwendeten Eingangsdaten und des zugrundeliegenden Berechnungszeitraumes berücksichtigt werden und der Prognosefehler als Kriterium für die

Entwurf

Beurteilung von systemischen Abweichungen (Verzerrungen) und unsystematischen Abweichungen (Streuung) der Prognosemethode herangezogen werden.

326 Vorgetragen wurde ferner, dass eine Evaluierung der Prognosegüte der Vergangenheit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses sein müsse. Dies sei durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich. Eine Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode seien in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis absoluter Standard.

327 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Methodenvielfalt zur Verifizierung sowie eine Stabilitätshypothese für die Übertragbarkeit vergangenheitsbezogener Daten in die Zukunft gefordert. Das Verlassen auf eine Methode, etwa nur die Malmquist-Methode, berge aufgrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden das Risiko einer fehlerhaften Festlegung. Die Reduktion des Aufwands dürfe nicht zu Lasten der Robustheit gehen und das Risiko von Fehlprognosen weiter vergrößern. Eine Beschränkung auf den Malmquist-Index werde dem Umstand nicht gerecht, dass der Xgen erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage und damit die Handlungsfähigkeit von Netzbetreibern habe. Eine Methodenvielfalt erlaube die Plausibilisierung der Ergebnisse und ermögliche eine Bestabrechnung aus Sicht der Netzbetreiber, was die methodischen Unsicherheiten abmildere. Teils wurde ausdrücklich gefordert, die Ermittlung über den Törnqvist beizubehalten. Als weitere statistische Methode wurde eine Kleinste-Quadrate-Schätzung mit Zeittrend entsprechend dem Vorgehen in Österreich vorgeschlagen.

328 Teilweise wurde gefordert, ein anderes Verfahren zur Ermittlung des Xgen anzuwenden, welches eine bessere Prognose ermögliche oder eine nachträgliche Korrektur der falschen Prognoseentscheidung, etwa über das Regulierungskonto, vorzunehmen. In den letzten beiden Regulierungsperioden sei der festgelegte Xgen jeweils grob falsch gewesen sei.

329 Teilweise wurde die Aussage in den Erwägungen kritisiert, die Bestimmung des Xgen auf Basis historischer Daten sei aufgrund der stabilen Differenzen zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft gerechtfertigt. Hierzu wurde vorgetragen, der Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode auf Basis vergangenheitsbezogener Daten habe eine geringe Treffgenauigkeit aufgewiesen. Es wurde gefordert, kürzere Stützintervalle für die Bestimmung des Xgen heranzuziehen, um eine höhere Prognosegüte herzustellen. Jedenfalls sei eine

Entwurf

geringe Treffgenauigkeit bei der Bestimmung des Xgen auf Basis vergangenheitsbezogener Daten zu vermeiden.

330 In einer Stellungnahme wurde kritisiert, dass entgegen § 9 Abs. 3 ARegV in die zukünftige Ermittlung die Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet einbezogen werden sollen, ohne dass eine Ausnahme von Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorgesehen sei. Die Wirkungen müssten jedenfalls vorab geprüft werden.

331 Gefordert wurde zudem, für die Methode zur Ermittlung der Inputpreisentwicklung und der Produktivitätsfortschritte nicht mehr auf die Gesamtkosten (OPEX und CAPEX) des Netzbetreibers abzustellen. Es sei nicht nachvollziehbar, für die Ermittlung der Inputpreisentwicklung und der Produktivitätsvorgaben an einem Gesamtkostenansatz festzuhalten, gleichzeitig aber die Inflationierung von Kapitalkosten mit Verweis darauf, dass eine weitere Anpassung der Kapitalkosten nicht sachgerecht wäre, abzuschaffen. Die in der Vergangenheit gemessene Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung bei den Kapitalkosten habe im Wesentlichen aus der Absenkung der zulässigen regulatorischen Verzinsung des eingesetzten Vermögens resultiert, welche allerdings bereits über den Kapitalkostenabgleich an die Endkunden weitergegeben werde. Bei Einbeziehung der Kapitalkosten in die Ermittlung käme es zu einer Doppelanpassung, indem der Produktivitätsfortschritt aus den Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich an die Netzkunden weitergegeben werde und zusätzlich über den Xgen bei den operativen Kosten abgeschöpft würde.

332 Schließlich wurde kritisiert, der der Sachstand nehme verschiedene Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweg. Verschiedene der gutachterlich zu prüfenden Ausgestaltungsmöglichkeiten würden durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 von vorneherein ausgeschlossen. Dies betreffe das Fortbestehen des Xgen selbst, den Vorschlag eines OPEX-Inflators, die Branchenvorschläge für einen OPEX-Xgen und zur Abbildung der OPEX-Anpassung ausschließlich auf Basis des VPI sowie den Zweijahresverzug.

4.2.6.3 Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Produktivitätsfaktor

333 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Xgen zumindest für den Fall gefordert, dass die OPEX-Anpassung nicht über die fünfte Regulierungsperiode hinaus fortgeführt werde.

Entwurf

334 Ein OPEX-Aufwuchs innerhalb einer Periode werde durch einen (bisher) erlösreduzierenden Xgen nicht reflektiert. Es wurde vorgetragen, dass es weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar sei, outputbasierte Betriebskostensteigerungen überhaupt nicht abzubilden. Eine Erlösregulierung, die systematisch und strukturell bestimmte Kostenkomponenten von vorneherein nicht berücksichtige, erlaube es auch effizienten Netzbetreibern nicht, die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung zu erwirtschaften. Grundsätzlich müsse in einem System mit Erlösobergrenzenregulierung im Gegensatz zu einer Preisobergrenzenregulierung nicht ausschließlich die Einstandspreisentwicklung und der Produktivitätsfortschritt des Netzbetriebs abgebildet werden, sondern auch die Kostenentwicklungen. Wenn es in den Erwägungen heiße, es sei ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden, müsse spiegelbildlich gelten, dass Netzbetreiber ihre Kosten bei effizientem Verhalten jedoch mindestens einmal regulatorisch erstattet bekommen, d.h. bestimmte Kostenarten dürften nicht von vorneherein gar nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, wie dies im Hinblick auf das Betriebskostenwachstum in Folge von Output-Wachstum und ebenso im Hinblick auf den Zweijahresverzug im Sachstandspapier der Fall sei.

335 Für eine Abbildung innerhalb des Xgen wurde ein sog. „OPEX-Xgen“ vorgeschlagen. Die Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung beziehe sich definitorisch stets nur auf eine produzierte Einheit des Outputs. Daher decke die Anpassung durch VPI und Xgen schon konzeptionell den Betriebskostenanstieg in Folge von Outputänderungen bzw. Änderungen der Versorgungsaufgabe nicht ab. Die Kosten des Basisjahres seien – anders als in den Erwägungen zum Xgen beschrieben – nicht nur durch die Inputpreise und die Produktivität bestimmt, sondern gleichermaßen durch die Versorgungsaufgabe. Andernfalls könnte im Effizienzvergleich ausschließlich auf den Vergleich der Kosten abgestellt werden und eine Verwendung von Strukturparametern wäre nicht notwendig.

336 Dem zugrunde liegend wurde das Verständnis des Zwecks in den Erwägungen als ökonomisch unzutreffend kritisiert. Die Darstellung des Xgen als Differenz zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung von Inputpreisen und Produktivität beruhe auf einer mikroökonomischen Analogie des perfekten Wettbewerbs. Diese Analogie gelte in den für die Regulierung relevanten Anwendungszeiträumen von drei bis fünf Jahren nur sehr eingeschränkt und sei nicht haltbar, da die Annahme des perfekten Wettbewerbs vor allem über längere Zeiträume

Entwurf

gelte. In den für die Regulierung relevanten kurzen Fristen werde der VPI jedoch wesentlich von makroökonomischen Faktoren wie der Zinspolitik beeinflusst. So würden in der wirtschaftspolitischen Realität Zinserhöhungen gezielt eingesetzt, um VPI-Anstiege zu dämpfen. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuteten Zinsanstiege jedoch steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit eine Steigerung des VPI-Anstiegs nach sich ziehen. Anknüpfend daran wurde folgende Erwägung als unzutreffend kritisiert: „Schon im perfekten Wettbewerb gilt, dass sich Outputpreisveränderungen als Differenz aus den Wachstumsraten der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung ergeben. [...] Der Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) bildet auf die Gesamtwirtschaft bezogen und unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs diesen Zusammenhang ab."

337 Es wurde vorgeschlagen, das Verständnis durch folgende regulatorische Zweckbestimmung des Xgen in der Tenorierung zu ersetzen: Zweck des Xgen sei es, exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Als Korrekturfaktor für den VPI sei der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode. Dadurch erhalte der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wachse. Es sei zwar möglich den Betriebskostentrend in verschiedene Komponenten zu zerlegen (Inputpreise, OPEX-Produktivität, outputinduzierte Betriebskostenänderungen). Sofern der Xgen nicht alle Komponenten umfasse, sei aber explizit festzuhalten, welche dieser Komponenten er umfasse. Eine Aufteilung in verschiedene Betriebskostenkomponenten stelle dabei eine konzeptionelle, methodische und praktische Verkomplizierung des Instruments Xgen dar. Die regulatorischen Vorteile sowie die Abwägung der Vor- und Nachteile einer solchen Aufteilung seien daher explizit vorzunehmen und zu begründen.

338 Daran anschließend wurde kritisiert, dass es an einer Auseinandersetzung aufbauend auf dem vorstehenden Verständnis fehle, was ein Begründungsdefizit darstelle. So werde der Zusammenhang zwischen dem ökonomisch und regulatorisch Ziel der „Erlösanpassung an exogene Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode" einerseits und dem hierfür verwendeten konkreten Instrument der „Xgen-Fortschreibung der Erlösobergrenze" andererseits in den Erwägungen zu den Tenorziffern 6.1 und 6.2 nicht dargelegt und nicht erörtert. Es wurde kritisiert, dass durch die in den Erwägungen vorgenommene Darstellung des Xgen als Summe von Differenzen der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen

Entwurf

Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft, die eigentliche Zielsetzung des regulatorischen Instrumentes verschleiert werde.

4.2.7 Stellungnahmen zu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

4.2.7.1 Kriterien für die Herleitung als KA_{nEu}

339 Die Kriterien für die Herleitung eines Kostenanteils als KA_{nEu} wurden in den Stellungnahmen überwiegend dem Grunde nach als nachvollziehbar bewertet. Einige Stellungnahmen forderten Klarstellungen in Bezug auf das Verhältnis der Kriterien untereinander sowie deren Gewichtung. Die Unvorhersehbarkeit der Anwendung der Kriterien schaffe insofern Unsicherheiten. Ferner wurde kritisiert, dass die Und-Verknüpfung zwischen den Kriterien "Exogenität", "Gleichartigkeit" und "Volatilität" nicht sachgerecht sei. Auch solle der Verweis auf eine „geringe Werthaltigkeit“ näher definiert bzw. insoweit ein Schwellenwert festgelegt werden. Außerdem sei die Abgrenzung zu volatilen Kostenanteilen mit Blick auf das Kriterium der „Volatilität“ unbestimmt.

340 Darüber hinaus wurden weitere Kriterien vorgeschlagen, auf deren Basis die Herleitung von KA_{nEu} erfolgen könne. So wurde vereinzelt vorgetragen, dass bei der Kategorisierung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, weitere Kriterien bei Kostenänderungen, z.B. aus gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe zu berücksichtigen seien. Ebenfalls vereinzelt kam die Anregung als weiteres Kriterium Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheint. Beispielsweise könnten die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Eine Stellungnahme forderte zudem die Aufnahme des substitutionalen Zusammenhangs einer Kostenposition mit einer anderen dem Effizienzvergleich unterstehenden Position als zusätzliches Kriterium. Schließlich wurde noch zur besseren Verständlichkeit die Umbenennung des Kriteriums der fehlenden Gleichartigkeit in „Vergleichbarkeit“ angeregt.

4.2.7.2 Wegfall der bestehenden Position der Personalzusatzkosten

341 Der weit überwiegende Teil der Stellungnahmen beurteilte den Wegfall der bestehenden dnbk-Positionen zu Personalzusatzkosten kritisch. Der Begriff Personalzusatzkosten bezog

Entwurf

sich dabei neben Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV (mit Ausnahme der Versorgungsleistungen) häufig auch auf Kosten im Sinne der Nr. 10 und 11 ARegV.

342 Der Fachkräftemangel sei eine der größten Herausforderungen, die es zu bewältigen gelte. Marktkonforme Vergütung, Urlaub, Gesundheitsprogramme, etc. seien elementar, um qualifizierte Kräfte gewinnen und halten zu können. Die Kosten müssen in der Erlösobergrenze abgebildet werden können. Es sei daher wichtig, dass die bisherigen Positionen im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9-11 ARegV als KA_{nEu} beibehalten werden. Vereinzelt wurde darüber hinaus gefordert, auch Löhne und Gehälter bzw. die gesamten Personalkosten als KA_{nEu} zu qualifizieren. Das Budgetprinzip bei Personalkosten schmälere die sozialen Standards zu Lasten der Mitarbeitermotivation und –bindung. Darüber hinaus ist in einer Stellungnahme gefordert worden, dass auch die Personalzusatzkosten von konzernverbundenen Dienstleistern als KA_{nEu} zu berücksichtigen seien. Denn wenn der Mitarbeiter beim Netzbetreiber angestellt wäre, der die Tätigkeit beim Dienstleister ausführt, dann seien die Personalkosten berücksichtigungsfähig. In der StromNEF/GasNEF werde erläutert, dass die Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern nur in der Höhe anerkannt werden, als hätte der Netzbetreiber die Leistung selbst erbracht. Da konzernverbundene Dienstleister größtenteils die Leistung für eine Vielzahl von Netzbetreibern erbringen, können entsprechende Synergien gehoben werden Dadurch seien die anfallenden Kosten geringer, als wenn jeder Netzbetreiber die Tätigkeit in seinem Hause ausübe.

4.2.7.2.1. Lohnzusatzleistungen

343 In Bezug auf die Behandlung von Lohnzusatzleistungen wurde häufig auf den Willen des Verordnungsgebers im Rahmen der Schaffung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV verwiesen. So habe der Verordnungsgeber durch die Regelung sicherstellen wollen, dass keine Anreize zur Absenkung des sozialen Niveaus für Arbeitnehmer gesetzt werden. Durch die Behandlung der Lohnzusatzleistungen als beeinflussbare Kostenanteile werden die Kosten dem Effizienzdruck ausgesetzt. Für Netzbetreiber, die einen Effizienzwert unter 100 % haben, ergebe sich dadurch der Anreiz, die entsprechenden Kosten unter das vom Verordnungsgeber als schutzwürdig bewertete Niveau abzusenken.

344 Auch spreche der steigende Personalbedarf, bedingt unter anderem durch den demografischen Wandel sowie die Energiewende, gegen die Einstufung als beeinflussbare Kosten. Steigende Kosten nach dem Basisjahr aufgrund wachsenden Personals könnten so nicht mehr berücksichtigt werden. Außerdem verschlechtere die Absenkung des Sozialniveaus

Entwurf

die Akquise von Personal erheblich. Für den Bürokratieabbau sei diese Änderung im Übrigen nicht erforderlich, da die Position weder für die Netzbetreiber noch die Bundesnetzagentur in der Prüfung einen großen Aufwand verursache.

345 Ferner seien die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit sowie Volatilität auch in Bezug auf Lohnzusatzleistungen erfüllt. Die Energiewende sei exogen verursacht. Der Spielraum der Netzbetreiber zur Verringerung der Lohnzusatzleistungen sei zudem durch das Arbeitsrecht bereits eingeschränkt – Stichwort „betriebliche Übung". Als betriebliche Übung bezeichne man im Arbeitsrecht den Umstand, dass ein Arbeitnehmer aus der regelmäßigen Wiederholung bestimmter Verhaltensweisen des Arbeitgebers zu Recht ableiten darf, dass der Arbeitgeber sich auch in Zukunft bzw. auf Dauer auf diese Art verhalten werde – etwa bei der Gewährung von Leistungen und Vergünstigungen – und dadurch Rechtsansprüche auf solche Leistungen begründet werden. Durch die betriebliche Übung würden freiwillige Leistungen des Arbeitgebers zu verpflichtenden, denen sich der Arbeitgeber nicht mehr einseitig entziehen könne. Zur Gewinnung von Mitarbeitern sei die Gewährung von Lohnzusatzleistungen hingegen wichtig. Auch die Volatilität sei mittel bis hoch zu bewerten. Die Kosten stiegen in diesem Bereich, dies sei aus der von der Bundesnetzagentur dargestellten Entwicklung der Kostenposition von 2016 bis 2023 erkennbar. Auch zeigten sich dort Schwankungen zwischen den Jahren in Höhe von 100 Mio. €. Schließlich seien die in dieser Position anfallenden Kosten nicht gleichartig. Da die Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien, ergäben sich auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe. Auch gebe es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern.

4.2.7.2.2. Betriebsratskosten

346 Kosten und Erlöse aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit seien ebenfalls zwingend als KA_{nEu} einzuordnen. Die Exogenität der Kosten ergebe sich bereits dadurch, dass eine Pflicht des Arbeitgebers zur Kostentragung für den Betriebsrat aus dem BetrVG und für einen Personalrat aus dem BPersVG bestehe. Ferner würde der Verordnungsgeber nicht seiner sozialpolitischen Verantwortung zur Förderung der Vertretungsorgane nachkommen und Kosteneinsparungen in Bereichen wie der betrieblichen Interessenvertretung verlangen und schlimmstenfalls das Recht auf einen Betriebsrat einschränken. Die Aufgaben der Betriebs- und Personalräte umfassen die Vertretung der

Entwurf

Interessen der Mitarbeiter. Diese Funktion sei essenziell für ein gutes Arbeitsklima und die Mitarbeiterzufriedenheit, was Unternehmen dazu zwinge, in diese Gremien zu investieren.

347 Die Kriterien Volatilität und fehlende Gleichartigkeit seien ebenfalls erfüllt. Der Betriebsrat sei abhängig von der Anzahl der Belegschaft. Kleinere Netzbetreiber haben wenige Betriebsratsmitglieder, größere Netzbetreiber haben 15 Mitglieder. Die anfallenden Kosten seien daher auch unterschiedlich volatil.

4.2.7.2.3. Aus- und Weiterbildungskosten

348 Überwiegend wurde zudem gefordert, die Aus- und Weiterbildungskosten als KA_{nEu} einzuordnen. Die unterbliebene Einordnung sei angesichts des demografischen Wandels und dem Gelingen der Energietransformation ein falsches Signal. Als Antwort auf den Fachkräftemangel hätten viele Stadtwerke in den letzten Jahren organisatorische Umstrukturierungen vorgenommen, um die Auszubildenden direkt bei der Netzgesellschaft anzustellen.

349 Auch in Bezug auf Aus- und Weiterbildungskosten seien die erforderlichen Kriterien erfüllt. Aufgrund der demoskopischen Entwicklung der Netzgesellschaften gebe es sehr unterschiedliche Ausbildungsbedarfe und damit auch eine individuelle Entwicklung je Netzgesellschaft und daher sehr unterschiedliche Kosten zwischen den Netzbetreibern (fehlende Gleichartigkeit). Ferner seien die Kosten nicht konstant und würden in Zukunft weiter unterschiedlich steigen. Diese unterschiedliche Kostenentwicklung bestätige die Volatilität der Position.

4.2.7.3 Forderung weiterer Einzelpositionen

350 In den Stellungnahmen wurde darüber hinaus die Einordnung als KA_{nEu} für eine Reihe an weitern Positionen gefordert.

4.2.7.3.1. Redispatch

351 Einzelne Stellungnahmen forderten die Anerkennung der Redispatchkosten als KA_{nEu}. Die Wiedergabe der entsprechenden Stellungnahmen erfolgt gemeinsam mit dem Vortrag zur Einordnung der Kosten als volatile Kostenanteile (vgl. Abschnitt 4.2.8.5).

Entwurf

4.2.7.3.2. Steuern und Umlagen

352 Vereinzelt ist in den Stellungnahmen gefordert worden, Betriebssteuern als KA_{nEu} einzustufen. Als Begründung wurde im Wesentlichen § 21a Abs. 3 EnWG herangezogen, da dort die Betriebssteuern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile erwähnt werden.

353 Auch die Erdgassteuer sei als KA_{nEu} zu qualifizieren. Sie werde seit mehreren Regulierungsperioden in der Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kostenposition behandelt. Die Erdgassteuer sei wertmäßig unmittelbar mit den in den Verdichtern eingesetzten Treibgasmengen verknüpft (5,50 EUR je eingesetzte MWh Erdgas) und insofern sei ihr Kostenanfall durch die Nutzung der Verdichter – je nach Beschäftigung des Erdgasnetzes – getrieben. Dies induziere die Exogenität der Kostenposition, abhängig u. a. von Witterungsverhältnissen oder Konjunkturentwicklungen. Sie könne ferner erhebliches Volumen annehmen. Das Gleiche gelte für die Stromsteuer bei elektrisch angetriebenen Verdichtern (2,05 ct/kWh Strom). Ersatzweise wurde die Anerkennung als volatile Kostenanteile gefordert.

354 Abschließend wiesen einzelne Stellungnahmen darauf hin, dass auch zukünftig ein Umlagemechanismus für die Biogas-Einspeise- und -Anschlusskosten notwendig sei.

4.2.7.3.3. Kosten für die Nutzung des 450 MHz Funknetzes

355 Einige Stellungnahmen forderten die Kosten für die Nutzung des 450 MHz Funknetzes als KA_{nEu} einzustufen.

356 Das 450-MHz-Funknetz leiste einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz der Energieversorgung und Digitalisierung der Energiewende und ermögliche eine gesetzlich verpflichtende schwarzfallfeste Kommunikation. Es handele sich somit um exogene Kosten. Insofern verweisen die Stellungnahmen auch auf den Maßnahmenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber sowie eine Empfehlung des Bundesamts für Katastrophenschutz. Die Volatilität der Kosten ergebe sich aus aufgrund des Hochlaufs der Technologie steigenden Kosten in den nächsten Jahren. Eine Gleichartigkeit sei deshalb nicht gegeben, weil die Netzbetreiber individuell planten. Die Unterschiede spiegelten sich in den verschiedenen Ausbaugeschwindigkeiten der einzelnen Netzbetreiber wieder.

Entwurf

357 Es müsse einen Anreiz geben, dass Netzbetreiber zur Gewährleistung Versorgungssicherheit und Resilienz der Energieversorgung und Digitalisierung der Energiewende die 450-MHz Technologie einsetzen können.

4.2.7.3.4. Blindleistungskosten

358 Einige Stellungnahmen trugen zudem vor, dass Blindleistungskosten die genannten Kriterien ebenfalls erfülle und daher als KA_{nEu} einzustufen sei. Denn der Blindleistungsbedarf eines Netzbetreibers werde maßgeblich durch die Einspeiser- und Kundenstruktur (inkl. nachgelagerte Netzbetreiber) sowie deren jeweiliges Entnahme- und Einspeiseverhalten beeinflusst. Die Preise für die Blindleistungsvorhaltung und die Blindarbeit werden bei marktgestützten Beschaffungsverfahren durch die Anbieter am Markt bestimmt (Exogenität). Außerdem seien die Netzbetreiber je nach Einspeise- und Kundenstruktur und deren Entwicklung höchst unterschiedlich betroffen (fehlende Gleichartigkeit). Erhebliche Schwankungen bei Einspeise- und Entnahmemengen, Zubau von Erzeugungsanalgen und regionalen Charakter von Blindleistung sowie die marktgestützte Beschaffung führten zur Volatilität der Kosten.

4.2.7.3.5. Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgabe

359 Außerdem wurde erneut vorgetragen, dass Kosten und Erlöse aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben in den Katalog der KA_{nEu} aufgenommen werden sollen.

4.2.7.4 Sonstiges

360 Vereinzelt wurde empfohlen, zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen und sich damit auch bei den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen, um dem Grundziel der Vereinfachung Rechnung zu tragen. So führe die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber aus März 2025 zum von ihr beabsichtigten „Jährlichkeitsprinzip“ aus, dass ein Abstellen auf Plankosten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich dort zu einer Vereinfachung der Regulierung führe. Eine Übertragung dieses Grundgedankens auf die Regulierung von Verteilernetzbetreibern und Ferngasnetzbetreibern sei im Hinblick auf sämtliche KA_{nEu} sachgerecht.

Entwurf

361 Während die Aufnahme der Regelung in Tenorziffer 7.4 S. 1 Nr. 4 in den Katalog der KA_{nEu} begrüßt wurde, wurde gleichzeitig eine Ergänzung mit Blick auf die kürzlich in Kraft getretene EnWG Novelle gefordert. So solle die Regelung neben der Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen auch auf die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen anwendbar sein.

362 Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass der Negativkatalog der Tenorziffer 7.5 S. 2[5] keinen eigenständigen Regelungsgehalt entfalte und daher entfallen solle.

4.2.8 Stellungnahmen zu: Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

4.2.8.1 Allgemein

363 Im Hinblick auf die Regelungen der Tenorziffer 8 wurde kritisiert, dass alle als volatil eingestuften Kostenarten vollständig dem Effizienzvergleich und der Abbauvorgabe unterliegen. Dies stehe im Wiederspruch zu der Einordnung der Bundesnetzagentur, dass volatile Kosten einen Mittelweg zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen.

364 Ferner wurde die Formulierung in den Tenorziffern 8.2 und 8.3 in Bezug auf die Berücksichtigung von Kosten nur im effizienten Umfang als interpretationsfähig und je nach Auslegung zu eng kritisiert. Die Formulierung könne so verstanden werden, dass sie für alle Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein müsse ("gewährleisten"). Jeder Netzbetreiber könnte somit seine Kosten bestenfalls decken, aber nicht überdecken. Die Formulierung solle angepasst werden.

4.2.8.2 Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie

365 Mit Blick auf die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie wurde vorgetragen, dass deren Zuordnung zu den volatilen Kostenanteilen verbindlich erfolgen solle, statt es lediglich als Regelbeispiel festzulegen. Teilweise wurde dieses Vorgehen hingegen auch begrüßt, da eine gesonderte Festlegung für die Ausgestaltung sinnvoll erscheine. Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass neben der Preiskomponente auch die Mengenkomponente volatil sei und daher die Beschaffungskosten insgesamt als volatile Kostenanteile festgelegt werden müssten. Die Verlustenergiemenge sei insbesondere abhängig von der tatsächlichen Belastung der Betriebsmittel. Die Belastung der Betriebsmittel ergebe sich aus dem Abnahme- und

[5] Tenorziffer 7.5 S. 2 in der Fassung des Sachstandspapier (weggefallen).

Entwurf

Einspeiseverhalten der Netznutzer, das von Seiten der Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sei. Verschiedene Faktoren wie steigende Absatzmengen, hohe EE-Erzeugung zum Letztverbrauch (Rückspeisungen verursachen Netzverluste) oder längere Transportwege führten – insbesondere zukünftig – zu steigenden Verlustenergiemengen. Hierauf habe der Netzbetreiber wenig Einfluss.

366 Darüber hinaus wurde kritisiert, dass im Rahmen der Kostenprüfung die Verlustenergiemengen einer gesonderten Effizienzprüfung unterliegen. In diesem Zusammenhang wurde gefordert, dass die dort angewendeten Grenzen für Verlustenergie nicht mehr pauschal seitens der Beschlusskammer 8 vorgegeben werden, sondern dass sie sich an der jeweiligen Netzsituation des Netzbetreibers orientieren.

4.2.8.3 Betriebsverbrauchskosten

367 Vereinzelt wurde gefordert, die Kosten für den Betriebsverbrauch für die Bewirtschaftung der Betriebsmittel der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber künftig auch als volatile Kosten festzulegen, da die Energiepreise in den letzten Jahren stark geschwankt haben.

4.2.8.4 Kosten für die Beschaffung von Blindleistung

368 Ebenfalls vereinzelt wurde vorgetragen, dass die Beschaffungskosten für Blindleistung als volatile Kostenanteile einzuordnen seien. Die erhebliche Volatilität der Kosten ergebe sich aufgrund deutlicher Schwankungen bei Einspeise- und Entnahmemengen, dem Zubau von Anlagen und dem regionalen Charakter von Blindleistung. Hieraus leiteten sich regional und jährlich unterschiedliche Bedarfe ab, die bei der marktgestützten Beschaffung zu volatilen Preisen führten. Dieser Effekt werde darüber hinaus durch Schwankungen am Energiemarkt verstärkt.

4.2.8.5 Redispatchkosten

369 Die Einordnung der Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG (im Folgenden vereinfachend: Redispatchkosten) als volatile Kostenanteile wurde hinsichtlich der damit einhergehenden jährlichen Anpassbarkeit begrüßt. Da Preise den Schwankungen an der Strombörse unterliegen und die Mengen witterungsabhängig seien, sei es angemessen, die Preis- und Mengenkomponente der Kosten als volatil einzustufen.

Entwurf

Hinsichtlich der daraus folgenden Einbeziehung in den Effizienzvergleich ergab sich aus den Stellungnahmen ein geteiltes Bild.

370 Zum Teil wurde der Ansatz auch in dieser Hinsicht begrüßt, da es ein wichtiger Schritt sei, um die Vergleichbarkeit der Stromverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich zu gewährleisten, insbesondere auch bei Anwendung hierfür relevanter Parameter im Benchmark, wie beispielsweise die installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien. Städtische Netzbetreiber hätten auf Grund von städtebaulichen Vorgaben strukturelle Besonderheiten mit relevanten Mehrkosten (z. B. für Baumschutz, Zwang zur Verkabelung, Umbauung und Schalldämmung von Umspannwerken), die ebenfalls in den Effizienzvergleich eingingen und bisher keinen entsprechenden Strukturparameter haben oder herausgerechnet werden. Darüber hinaus stünden auch städtische Netzbetreiber, wie von Redispatch betroffenen Netzbetreibern, vor der Aufgabe, die politische Zielsetzung der Energietransformation mit dem Netzausbau zu synchronisieren und dabei die z.T. unsicheren energiepolitischen Vorgaben für die Netzaus- und -umbauplanung mit zu berücksichtigen. Der in der Vergangenheit nicht stattgefundene, aber heute notwendige Netzausbau sei zur damaligen Zeit eine effiziente (Nicht-)Investitionsentscheidung gewesen. Redispatchkosten seien heute ein Pendant für noch nicht realisierten notwendigen Netzausbau für die Integration von EE-Einspeisung. Redispatchkosten des Einen seien aktuell hohe Netzausbaukosten des Anderen.

371 Darüber hinaus sei der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass Redispatch und Netzausbau dem Grunde nach Substitute seien. Dies spreche für eine Gleichartigkeit der Kostenposition im Sinne von Tenorziffer 7.3. Ein Einbezug in den Effizienzvergleich sei ferner auch deshalb erforderlich, um eine Verzerrung des Effizienzvergleichs zum Nachteil solcher Netzbetreiber, die im Vergleich den Netzausbau stärker vorantreiben, auszuschließen. Kosten, die mit vorausschauendem Netzausbau einhergehen, würden ansonsten dem Effizienzvergleich unterworfen, während Redispatchkosten durch Abregelungen nicht dem Effizienzvergleich unterworfen wären. Dieser Schiefstand könne durch Einbezug der Redispatchkosten als volatile Kosten in den Effizienzvergleich behoben werden. Da man Redispatchkosten durch Netzausbau – trotz des Zeitverzuges zwischen unternehmerischer Entscheidung und ihrer Wirkung an dieser Stelle – vermeiden könne, bestehe auch keine Exogenität von Redispatchmengen im Sinne von Tenorziffer 7.2.

372 Auf der anderen Seite wurde die beabsichtigte Einbeziehung in den Effizienzvergleich mitunter deutlich kritisiert.

Entwurf

373 Der Netzanschluss von EE-Anlagen sei kurzfristig zu realisieren, der benötigte Netzausbau hingegen brauche deutlich länger. Um dennoch EE-Anlagen anzuschließen, sei Redispatch erforderlich. Es bestehe gerade kein substitutionaler Zusammenhang zwischen Netzausbau und Abregelung bzw. zwischen Redispatchkosten und dem Netzausbau für die Integration von erneuerbaren Energien. Dies werde durch aktuelle Auswertungen und künftige Entwicklungen nahegelegt. Eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich gefährde die Umsetzung energiepolitischer Ziele. Zudem sei die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Unternehmen in Gefahr.

374 Die Rahmenbedingungen und Anforderungen an die Energieversorgung haben sich seit 2021 deutlich verändert, was unter anderem auch zu mehrfachen Verschärfungen der energiepolitischen Klimaziele geführt habe. Die daraus resultierende Dynamik beim Zubau von EE-Erzeugungsanlagen – insbesondere auch außerhalb der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. in der Direktvermarktung - habe massiv zugenommen und werde zukünftig weiter an Fahrt aufnehmen. Diese Entwicklung betreffe unausweichlich eine kleine Gruppe ohnehin schon besonders von der Energiewende betroffener Netzbetreiber. Diese Gruppe sei im Vergleich zur Gesamtheit der Netzbetreiber einer explizit zu berücksichtigenden Sonderbetroffenheit ausgeliefert, was maßgeblich in der regulatorischen Bewertung anzuerkennen sei. Ungleiche Sachverhalte einzelner massiv betroffener Netzbetreiber seien insbesondere im Regulierungsrecht durch differenzierte Behandlung Rechnung zu tragen, da regulierte Unternehmen keine Chance hätten, sich einer spezifischen Ungleichbehandlung durch die (unmögliche) Verlagerung ihres Netzgeschäfts zu entziehen. Die massiv von Redispatch betroffenen Netzbetreiber hätten daher einen justitiablen Rechtsanspruch auf differenzierte Betrachtung im Verhältnis zum Gros der nicht oder nur wenig betroffenen Netzbetreiber.

375 Zudem seien Netzbetreiber mit nachgelagerten Netzbetreibern besonders betroffen, da Kenntnis des Zubaus von EE-Anlagen – die oft ursächlich für eine Redispatchmaßnahme sind – erst mit der Fertigstellung der EE-Anlagen eintrete. In diesen Fällen gebe es somit keinen zeitlichen Versatz zwischen der Errichtung der EE-Anlagen und der Erforderlichkeit des Netzausbaus, da der Netzbetreiber keine Kenntnis von der Errichtung der EE-Anlage habe und somit unmittelbar die resultierende Rückspeisung abführen bzw. Redispatchmaßnahmen fahren müsse.

Entwurf

376 In Bezug auf die bis zum 30.09.2021 gültige Rechtslage, im Rahmen derer die heutigen Redispatchkosten weit überwiegend als Kosten der Verteilernetzbetreiber nach der Härtefallregelung gemäß § 15 EEG a.F. entstanden, sei aufgrund des passiven Verhalten der Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass die betroffenen Netzbetreiber in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Denn die Netzbetreiber hätten die Zahlungen nach der Härtefallregelung nur dann bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen dürfen, wenn die Maßnahme erforderlich gewesen sei und er sie nicht zu vertreten gehabt habe. Nach § 15 Abs. 2 S. 2 EEG a.F. habe der Netzbetreiber die Maßnahme insbesondere dann zu vertreten gehabt, wenn er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft habe.

377 Die große Mehrzahl der betroffenen Netzbetreiber habe im Anwendungsbereich des § 15 Abs. 2 EEG a.F. mit Billigung der Bundesnetzagentur sämtliche aus der Härtefallregelung entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur sei dem jedoch nicht unter Ausnutzung der ihr nach dem EEG und dem EnWG gegebenen Aufsichtsrechte entgegengetreten. Die Netzbetreiber, die ihre Härtefallkosten vollständig in die Netzentgelte wälzen durften, haben daher im Umkehrschluss aus § 15 Abs. 2 EEG a.F. davon ausgehen dürfen, dass sie in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Diese damalige Beurteilung dürfe nicht anlasslos in ihr Gegenteil verkehrt werden.

378 Da der Anschluss von EEG-Anlagen um ein Vielfaches schneller erfolge, als der Netzbetreiber selbst bei effizientester Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen in der Lage sei seine Netzkapazität den ständig und schnell wachsenden Anschlussanfragen anzupassen, könnten die zwischenzeitlich vom Netzbetreiber zwingend zu zahlenden Redispatchkosten von diesem praktisch nicht beeinflusst werden.

379 Im Kontext der Exogenität werde daher die Aussage der Bundesnetzagentur, dass die Netzbetreiber einen wesentlichen eigenen Beitrag zur Höhe der Redispatchkosten zu verschulden haben, entschieden zurückgewiesen. Die herangezogenen Beispiele suggerierten einen Einfluss der Netzbetreiber auf die Redispatchkosten, der vor dem Hintergrund der bisher geltenden Rahmenbedingungen und der Praxis in der Form tatsächlich nie existiert habe. Insbesondere aufgrund des Hochlaufs an zu integrierenden EE-Anlagen bestünde aktuell auf

Entwurf

der Ebene der Verteilernetze keine effektiven Gestaltungsmöglichkeiten bei den Verpflichtungen einer Kooperation in den Planungsregionen gemäß § 14d EnWG. Redispatch-Maßnahmen werden oft durch kurzfristige und unvorhersehbare Ereignisse ausgelöst, wie z.B. plötzliche Änderungen in der Stromerzeugung oder im Verbrauch, die nicht durch langfristige Planungsprozesse vorhersehbar seien. Die Kooperation gemäß § 14d EnWG könne solche kurzfristigen und exogenen Faktoren nicht vollständig berücksichtigen oder verhindern.

380 Auch die von der Bundesnetzagentur benannten "Spielräume bei der Anschlussherstellung für dezentrale Erzeugungsanlagen" gebe es faktisch nicht. Insbesondere bei der Frage der Herstellung des Netzanschlusses gemäß § 8 EEG bestünden de facto keinerlei Spielräume. Gemäß § 8 EEG sind Netzbetreiber zum vorrangigen und unverzüglichen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas an das Netz der allgemeinen Versorgung verpflichtet. Die Frage, ob ein Netzbetreiber eine EEG-Anlage anschließen müsse oder nicht, stelle sich faktisch nicht. Denn § 8 Abs. 4 EEG regele, dass die Netzanschlussverpflichtung auch dann bestehe, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 EEG möglich werde. § 12 EEG wiederum statuiere einen individuellen Anspruch eines jeden Einspeisewilligen gegenüber dem Netzbetreiber auf Netzausbau. Für den Zeitraum bis zur vollständigen Abnahmemöglichkeit des Stroms sei der Netzbetreiber berechtigt, die Anlagen im Falle drohender Netzengpässe zu regeln und gleichzeitig verpflichtet, die hierdurch entstehenden sogenannten Redispatchkosten zu tragen. Eine Wahl habe der Netzbetreiber hierbei nicht.

381 Auch Flexible Anschlussvereinbarungen führten in der Praxis nicht zwangsläufig zu einer Senkung der Redispatchkosten. Die Flexibilität der Anschlussvereinbarungen allein reiche nicht aus, um die komplexen Herausforderungen des Netzbetriebs zu bewältigen. Die Notwendigkeit von Redispatchmaßnahmen hänge oft von großräumigen Netzengpässen ab, die durch überregionale Stromflüsse verursacht werden. Flexible Anschlussvereinbarungen im Verteilernetz könnten diese übergeordneten Engpässe nicht direkt beeinflussen, da sie in erster Linie lokale Anpassungen beträfen. Zudem erforderte die Implementierung und Verwaltung flexibler Anschlussvereinbarungen zusätzliche Investitionen in Technologie und Infrastruktur, wie z.B. intelligente Messsysteme und Kommunikationsplattformen, die zunächst flächendeckend umgesetzt werden müssten. Auch sei die Koordination zwischen verschiedenen Netzbetreibern und Stromerzeugern komplex und zeitaufwendig. Dies führe

Entwurf

aktuell noch dazu, dass die erwarteten Einsparungen durch eine verbesserte Flexibilität nicht realisiert werden könnten.

382 Ferner gebe es mehrere wesentliche Ursachen für Verzögerungen beim Netzausbau, jedoch sei die Qualität der Planungsunterlagen nicht der Hauptgrund für diese Verzögerungen. Langwierige Genehmigungsverfahren seien ein bedeutender Faktor. Die Qualität der Planungsunterlagen könne zwar Einfluss auf die Dauer der Genehmigungsverfahren haben, sei aber nicht der ausschlaggebende Faktor. Zum Beispiel nehme die Planungsphase im Bereich der Hochspannung lediglich 20 % der gesamten Umsetzungsdauer eines durchschnittlichen Netzausbauvorhabens ein. Weitere wesentliche Verzögerungsgründe seien Widerstände aus der Bevölkerung und von Interessengruppen, technische und logistische Herausforderungen sowie finanzielle und wirtschaftliche Unsicherheiten.

383 Auch werde der Vorwurf der mangelnden Öffentlichkeitsarbeit ausdrücklich zurückgewiesen. Durch eine geschickte und umfassende Öffentlichkeitsarbeit werde schon heute die Akzeptanz und Unterstützung für den Netzausbau in der Bevölkerung maximiert. Dabei seien transparente Kommunikation, aktive Bürgerbeteiligung, gezielte Kampagnen, Zusammenarbeit mit Medien und langfristige Bildungsarbeit zentrale Elemente der Strategie der Netzbetreiber.

384 Nicht zuletzt sei auf die erheblichen Anstrengungen der letzten Jahre zu verweisen, die unternommen worden seien, um den Netzausbau voranzutreiben und dadurch die Redispatchkosten zu reduzieren. Zu nennen seien hier der Bau neuer und die Verstärkung bestehender Leitungen und das Setzen auf moderne Technologien und intelligente Netzlösungen wie Smart Grids und digitale Steuerungssysteme. Diese Maßnahmen hätten aufgrund der Erhöhung der Netzkapazität zu einer Reduzierung von Engpässen geführt und den Anstieg von Redispatchkosten abschwächt.

385 Darüber hinaus wurde darauf verwiesen, dass der Verordnungsgeber in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung statuiert habe, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der fünften Regulierungsperiode unter angemessener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können. Somit habe der Verordnungsgeber eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes angelegt und diese nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt. Aufgrund der starken wirtschaftlichen

Entwurf

Betroffenheit einzelner Netzbetreiber sei bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status quo eine angemessene Anhörung in Form einer eigenen Konsultation zu gewährleisten.

386 Auch für die fünfte und sechste Regulierungsperiode werden sich die Verteilernetze in einem dynamischen Investitionshochlauf befinden und kein eingeschwungener Zustand bestehen. Die inhaltliche Fortführung der Übergangsregelung sei daher weiterhin sachgerecht. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfalle, dürfe Einbeziehung der Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark nicht erfolgen.

387 Ferner wurde zu Bedenken gegeben, dass die geplante Einbeziehung der durch den Anschlussnetzbetreiber verursachten Aufwendungen auf Grund von Engpässen, die nicht aus dem Übertragungsnetz resultieren, in den Effizienzvergleich zu kurz greife. Neben Maßnahmen, die zur Unterstützung des Übertragungsnetzbetreibers ergriffen werden, dürften auch Maßnahmen, die zur Unterstützung anderer Verteilernetzbetreiber ergriffen werden, nicht dem Anschlussnetzbetreiber angelastet werden. Die Einbeziehung der durch eigene Engpässe verursachten Kosten könne nur insoweit erfolgen, soweit diese Kosten für den Netzbetreiber auch tatsächlich beeinflussbar seien.

388 Außerdem gebe es keine sachlichen Gründe, für eine unterschiedliche Behandlung von Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern. Die Ursachen für Abregelungen seien identisch. Die Thematik sollte mithin bei beiden gleichbehandelt werden bzw. einem zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern separat geführten Konsultationsprozess unterliegen.

389 Schließlich wurde vorgeschlagen, eine Durchschnittsbildung über bspw. drei Jahre vorzunehmen, um die Volatilität der in das Ausgangsniveau und somit den Effizienzvergleich eingehenden Redispatchkosten des Basisjahres zu begrenzen.

4.2.8.6 Sonstiges

390 Ferner wurde kritisiert, dass teilweise nur auf die Möglichkeit einer Festlegung verwiesen werde (z.B. Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen), obgleich es einer solchen zusätzlichen Festlegungskompetenz angesichts des neuen gesetzlichen Rahmens nicht bedürfte.

Entwurf

391 Eine Stellungnahme forderte zudem, dass die Kosten für durch dritte betriebene Speicheranlagen gem. § 11a EnWG analog zu den volatilen Kostenanteilen anpassbar sein sollten.

4.2.9 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

392 Eine Stellungnahme regte einen Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich an.

393 Viele Stellungnahmen kritisierten, dass geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht mehr in der Verzinsungsbasis berücksichtigt würden, obwohl Finanzierungskosten bereits bei Beginn einer regelmäßig mehrjährigen Bauphase entstünden. Ohne Berücksichtigung in der Verzinsungsbasis würde die Kreditwürdigkeit stark beeinträchtigt und weniger Anreize gesetzt, in langfristige Projekte zu investieren. Es wurde gefordert, eine Wertekorrektur der Anlagen im Bau zur Verhinderung von Doppelansätzen auf solche Anlagen zu beschränken, die noch im selben Jahr fertiggestellt werden.

394 In einer Stellungnahme wurde gefordert, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen – wie bisher – im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs, sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im Kapitalkostenaufschlag, anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis fortzuentwickeln, da mit zunehmenden Investitionen auch der Bedarf an Umlaufvermögen steige. Die Begründung, auch im Kapitalkostenaufschlag finde keine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten in der Verzinsungsbasis statt, trage daher nicht. In einer anderen Stellungnahme wurde kritisiert, dass über den Kapitalkostenabzug das zu verzinsende Umlaufvermögen reduziert würde, gleichzeitig über den Kapitalkostenaufschlag keine Anerkennung erfolge, was Neuinvestitionen systematisch benachteilige.

395 Eine Stellungnahme schlug vor, statt den Begriff „Bestände“ (Tenorziffer 9.2 b)) zu verwenden auf die kalkulatorisch ermittelten Restwerte Bezug zu nehmen, was auch der Begründung entspreche.

396 In einer Stellungnahme wurde eine Korrektur der Verzinsungsbasis um Baukostenzuschüsse mit der Begründung gefordert, dass andernfalls trotz Zinsbonus der Anreiz zur Erhebung zu niedrig sei. Zudem wurde gefordert, auch bei Netzanschlusskostenbeiträgen einen Zinsbonus zu gewähren sowie die Bonusquote auf 40 % anzuheben sowie erstmalig für Zuschüsse, die ab 2026 vereinnahmt werden, anzuwenden und den Wert auch auf nachfolgende

Entwurf

Kostenprüfungen mit Blick auf die jeweiligen kalkulatorischen Restbuchwerte von vor dem Jahr 2026 vereinnahmte Zuschüsse anzuwenden.

397 Eine Stellungnahme forderte, während der Regulierungsperiode erfolgende Anlagenabgänge nach dem Basisjahr zu bereinigen, um im Interesse der Netznutzer die Kostenerfassung auf (noch) sachgerechte Netzkosten zu beschränken.

398 Eine weitere Stellungnahme schlug vor, den Kapitalkostenaufschlag und den Kapitalkostenabzug durch eine jährliche Anzeige des gesamten kalkulatorischen Ist-Anlagevermögens sowie von Plan-Investitionen im Regulierungskonto zu ersetzen. Auf diese Weise würden auch Anlagenabgänge innerhalb einer Regulierungsperiode tatsächlich erfasst. Im Strombereich würde dann im Kapitalkostenabzug lediglich das Auslaufen der Abschreibungen noch abgebildet.

4.2.10 Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

4.2.10.1 Individuelle Effizienzwerte

399 Die Festlegung individueller Effizienzwerte im Gegensatz zu Gruppeneffizienzwerten wurde als sachgerecht begrüßt. Nur so würden die Vorgaben des EnWG zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben erfüllt.

4.2.10.2 Fortführung des Effizienzvergleichs, aber Anlegen weiterer Kriterien und Ausgestaltung des Effizienzvergleichs

400 Grundsätzlich wurden die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung begrüßt.

401 Teilweise wurde anerkannt, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein grundsätzlicher Ansatz in der Regulierungssystematik angelegt werden könne. Dennoch müssten bereits auf der Ebene von RAMEN weitere Punkte Berücksichtigung finden. Jedoch wurde auch eine deutlich umfangreichere Festlegung von Grundsätzen und methodischen Entscheidungen auf der Ebene der Festlegung RAMEN gefordert. Andernfalls bestünde kein aussagekräftiger Rahmen im Hinblick auf den Effizienzvergleich. Grundlegende Fragestellungen zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs dürften nicht offen bleiben und der nachgeschalteten Festlegungsebene vorbehalten werden. Im Einzelnen:

Entwurf

4.2.10.2.1. Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit

402 Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben müsse als gesetzliche Vorgabe in der Festlegung RAMEN verankert werden. Kosten und Effekte, die von Netzbetreibern nicht beeinflussbar seien, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und nicht Effizienzvorgaben unterworfen werden. Diese Kriterien nach § 21a EnWG seien zu konkretisieren.

403 Es sei darzustellen, durch welche Mechanismen der Effizienzvergleich die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten solle. Dabei solle das Verhältnis des Umfangs der Unsicherheit der Effizienzwertermittlung (Methodenunsicherheiten, Modellunsicherheiten und Datenunsicherheiten) und des Umfangs der benötigten Sicherheitsmechanismen erörtert werden und dargelegt werden, wie eine Methodenfestlegung das Ausreichen der in ihr festgelegten Sicherheitsmechanismen nachzuweisen habe. Bisher seien Sicherheitsmechanismen zwar erörtert worden, es fehle jedoch an einer Konzeption und einer in einer Operationalisierung des konkreten Zusammenhangs zwischen den Sicherheitsmechanismen und der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzzielen.

404 Inhaltlich seien angesichts der weiter anwachsenden Herausforderungen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Abstriche bei den bestehenden Sicherheitsmechanismen abzulehnen. Dies betreffe die Mindesteffizienz, die Vergleichbarkeitsrechnung, die Bestabrechnung zwischen Methoden und Kostenarten und die Skalierung der SFA-Werte. Auch der Abbaupfad wurde als solcher Sicherheitsmechanismus genannt. Es sei nicht abzusehen, dass die Unsicherheiten abnehmen werden, vielmehr sei im Hinblick auf die unterschiedliche Betroffenheit von der Energiewende von einer steigenden Heterogenität und damit steigenden Unsicherheiten auszugehen. zwischen den Netzbetreibern zunehmen.

4.2.10.2.2. Auswahl der Vergleichsparameter

405 Es solle festgehalten werden, dass die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen habe, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Entwurf

4.2.10.2.3. Heterogenität und strukturelle Vergleichbarkeit

406 Es sei sicherzustellen, dass die Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber (möglichst weitgehend) abgebildet werde, wobei auch kombinierte Versorgungsaufgaben zu berücksichtigen seien. Hierbei müsse der unterschiedliche Stand und Entwicklungspfad der Energiewende (z.B. Stand der kommunalen Wärmeplanungen und des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie dem Einsatz verschiedener Energieträger) berücksichtigt werden. Teilweise wurde gefordert, dass Netzbetreiber, die sich durch eine andere Versorgungsaufgabe auszeichnen, aus dem Datensatz zu entnehmen seien. Die Bewertung der gestiegenen Heterogenität müsse durch eine entsprechende Datenabfrage ermöglicht werden.

407 Der Begriff der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO), der bisher nur eine Rolle in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum anzulegenden Kostenmaßstab spiele, müsse weiter für den Prozess des Effizienzvergleichs konkretisiert werden. Bisher würden in den Effizienzvergleichen lediglich Zusammenhänge zwischen aggregierten Strukturmerkmalen des Netzes und Aufwandsparametern untersucht. Dies bilde zwar einen wichtigen Aspekt der Versorgungsaufgabe ab, sei jedoch unzureichend. Vielmehr sollten die verschiedenen Aspekte der strukturellen Vergleichbarkeit anhand von Merkmalsklassen behandelt werden. Dabei sei zu erörtern, inwiefern Netzbetreiber anhand von netzstrukturellen Merkmalen, gebietsstrukturellen Merkmalen, Inhomogenitätsmerkmalen und möglichen weiteren Merkmalsklassen tatsächlich vergleichbar gemacht werden könnten. Sofern Netzbetreiber nicht in einem ausreichenden Maß vergleichbar gemacht werden könnten, solle eine Einteilung anhand objektiver Kriterien in abgrenzbare Teilgruppen erfolgen.

408 Unter den Aspekt der Inhomogenitätsmerkmalen fielen etwa Heterogenitäten innerhalb des Netzgebietes z.B. in Bezug auf Netztopologien oder räumliche Verteilungen von Strukturparametern. Zusammenhänge zwischen Aufwands- und Strukturparametern, die sich aus der Heterogenität des Netzes ergeben und sich somit einer aggregierten Betrachtung entziehen, seien gesondert zu betrachten.

409 Zudem seien gebietsstrukturelle Merkmale geographischer, klimatischer und topographischer Natur im Effizienzvergleich bisher mit Ausnahme der Bodenklassen im Gasbereich nur unzureichend berücksichtigt. Dies sei in einem in großen Teilen von Mittelgebirgen geprägten Land verwunderlich.

Entwurf

4.2.10.2.4. Methoden zur Effizienzwertermittlung

410 Generell wurde gefordert, dass die bisher zur Anwendung gekommenen Methoden der SFA und DEA fortgeführt werden sollten und hierbei standardisierte und nicht standardisierte Aufwandsparameter angesetzt werden sollten.

4.2.10.2.5. Vorausschauender Netzausbau

411 Es solle eine Regelung aufgenommen werden, dass die Effekte des vorausschauenden Netzausbaus gemäß § 1 Abs. 2 EnWG und § 14d Abs. 1 EnWG im Rahmen des Effizienzvergleichs berücksichtigt werden müssen. Die Regulierung müsse gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 1 EnWG i. V. m. § 21a Abs. 3 S. 2 EnWG einen vorausschauenden Netzausbau berücksichtigen. Der vorhandene Regulierungsrahmen setzt dafür keine Anreize.

412 Bei einem vorausschauenden Netzausbau würden bereits im Basisjahr Kosten anfallen, die nicht von entsprechenden Vergleichsparametern gedeckt seien, da diese erst später ansteigen würden. Erneuerbare Energien und neue Verbraucher (etwa im Zusammenhang mit der Elektrifizierung der Gebäudewärmeerzeugung, des Verkehrssektors und dem Gewerbe sowie der Industrie) würden erst deutlich später in größerem Umfang an das Netz angeschlossen werden. Trotzdem werde in den kommenden Jahren die Elektrizitätsversorgungsnetze massiv ausgebaut. Dieser Ausbau sei zudem häufig auch nicht mit einem Anstieg der zugehörigen Strukturparametern verbunden. So werde z.B. ein Großteil der Hochspannungsleitungen mit höherer Übertragungskapazität auf vorhandener Trasse neu errichtet. Dies sollte bereits bei der Abfrage von Strukturparametern, aber auch bei der Modellbildung berücksichtigt werden. Mit der Inbetriebnahme der neu errichteten Hochspannungsleitungen sei wegen der langen Genehmigungszeiträume für neue Trassen erst in einigen Jahren zu rechnen.

413 Teilweise wurde darauf verwiesen, dass es bei einem vorausschauenden Netzausbau zu fehlallokierten Investitionen kommen könne (stranded assets). Zudem zeige sich derzeit vorausschauenden Netzausbau eher in geringem Umfang durch die Erhöhung der Querschnitte von Standardkabeln im Niederspannungsnetz für künftig zu erwartende Anwendungen wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und dezentrale Erzeugung. In den Netzebenen oberhalb Niederspannung werde erwartet, dass der Ausbau der Netze dem Bedarf an Netzanschlusskapazität, insbesondere zur Aufnahme dezentral erzeugter Energie, in den nächsten Jahren hinterhereilt.

Entwurf

4.2.10.2.6. Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 %

414 Beim Einsatz mehrerer Berechnungsmethoden müsse ein effizienter Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % in jeder Methode erhalten können, was in der Festlegung RAMEN festgehalten werden solle. Dies sei in der SFA durch eine Hochskalierung umzusetzen.

4.2.10.2.7. Mindesteffizienz

415 Eine Anhebung der Mindesteffizienz von 60 % sei bei einem verkürzten Abbaupfad und kürzeren Regulierungsperioden zur Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit geboten.

4.2.10.2.8. Bestabrechnung

416 Die Bestabrechnung müsse, um den Methoden-, Modell- und Datenunsicherheiten sachgerecht zu begegnen, beibehalten werden. Hierbei sei eine Bestabrechnung sowohl zwischen den Methoden, als auch zwischen den Kostenarten beizubehalten.

417 Es wurde kritisiert, dass bisher die im Rahmen der Effizienzwertermittlung bei verschiedenen Schritten bestehenden Schätzunsicherheiten nicht angemessen bewertet wurden. Statistische Schätzungen würden methodisch bedingt stets Unschärfen mit sich bringen. Die auf diese Weise ermittelten Werte seien Erwartungswerte, die das wahrscheinlichste und nicht das einzig mögliche Ergebnis darstellten. Je nach angewendeter Methode resultierten erhebliche Bandbreiten für die tatsächlich realisierten Werte. Zur Bewertung dieser Schätzunsicherheiten werden bei Anwendung statistischer Prognosen deshalb regelmäßig Konfidenzintervalle mit angegeben. Bei der Anwendung des Effizienzvergleichs finden diese Konfidenzintervalle bisher keine Berücksichtigung. Die Schätzunsicherheit wird stattdessen über den derzeit angewendeten Best-of-4-Mechanismus ausgeglichen.

4.2.10.2.9. Abbaupfad

418 Der Verteilfaktor und der resultierende Abbaupfad der Ineffizienzen sollten als ein Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten, Modell- und Methodenunsicherheiten im Effizienzvergleich benannt werden. Dieser Abbaupfad müsse gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich erörtert und festgelegt werden.

Entwurf

419 Bereits in RAMEN sei vorzusehen, in welchem Zeitraum die rechnerisch ermittelten Ineffizienzen abzubauen seien. Hierbei wurde eine Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre (auch bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode), vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen deutlich kritisiert. Ein um 40 % verkürzter Abbaupfad würde zu drastisch steigenden Effizienzvorgaben führen, die in der Regel nicht mehr erreichbar und erst recht nicht übertreffbar seien. Der Abbaupfad müsse sich über mindestens fünf Jahre strecken. Eine Verschärfung beim Verteilungsfaktor wäre nur damit zu rechtfertigen, dass die Unsicherheiten im Effizienzvergleich reduziert würden. Dies sei bislang nicht ersichtlich, vielmehr würden durch die gestiegene Heterogenität im Rahmen der Energiewende die Unsicherheiten steigen.

4.2.10.2.10. Keine Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten

420 Zu den Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten siehe Abschnitt 4.2.4.2 und 4.2.4.3.

4.2.10.2.11. Anlagen im Bau im Aufwandsparameter

421 Die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in den Aufwandsparameter wurde als nicht sachgerecht und inkonsistent bezeichnet.

422 So würden diese Kosten im Basisjahr in der drei Jahre später beginnenden Regulierungsperiode aufgrund der Regelungen im Kapitalkostenabzug nicht erlöswirksam. Es stünden den Anlagen im Bau im Basisjahr auch noch keine Strukturparameter gegenüber und seien daher bei der Versorgungsaufgabe nicht repräsentiert.

423 Der Einbezug würde Netzbetreiber benachteiligen, die im Basisjahr aufgrund überdurchschnittlich hoher Neuinvestitionen (z.B. für durchvorausschauenden Netzausbau) hohe entsprechende Bestände aufweisen.

424 Die Anlagen im Bau sollten im Ausgangsniveau unberücksichtigt bleiben und lediglich im Kapitalkostenaufschlag in dann vorhandener Höhe berücksichtigt werden.

4.2.10.2.12. Effizienzbonus

425 Die Beibehaltung des Effizienzbonus setze Anreize für ein kosteneffizientes Handeln. Der Bonus sei eine zielgerichtete Möglichkeit, auch besonders effiziente Netzbetreiber zu besonders effizientem Handeln gerade in Zuge der anstehenden Transformation anzureizen und sei daher weiter anzuwenden. Er stelle sicher, dass weiterhin dynamische Impulse für

Entwurf

Effizienzanreize gesetzt werden und damit verhindert wird, dass die Branche ab Dynamik verliert. Gerade bei der im Zeitverlauf erfolgenden Angleichung der Effizienzwerte der Netzbetreiber sei der Bonus als Anreizelement fortzuführen,

426 Die aktuelle Art der Berechnung des Effizienzbonus hänge an der Methode der DEA und der Supereffizienzanalyse. Sollte sich die Methode ändern, sei sicherzustellen, dass auch bei Verwendung alternativer Methoden ein Effizienzbonus ermittelt werden könne.

4.2.10.3 Durchführung vor der Regulierungsperiode

427 Es solle geregelt werden, dass der Effizienzvergleich vor der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgen müsse.

4.2.10.4 Besonderheit der Versorgungsaufgabe

428 Die Fortführung der Effizienzwertbereinigung aufgrund einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe wurde grundsätzlich begrüßt. Es wurde jedoch kritisiert, dass die Vorgabe als Soll-Vorschrift ausgestaltet ist. So weise die Beschlusskammer selbst zu Recht darauf hin, dass Effizienzvergleichsmodelle, die nur wenige Strukturparameter erfassen, nicht in der Lage seien, sämtliche vom Netzbetreiber unbeeinflussbaren Besonderheiten der Versorgungsaufgabe abzubilden. Damit könnte der Effizienzvergleich Scheinineffizienzen ermitteln, die allein auf die Unzulänglichkeit der Modellbildung zurückgingen. Für solche Fälle sei eine Auffangregelung zwingend. Ein Verweis auf die Härtefallklausel sei nicht ausreichend, da die Schlechterstellung im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht zwingend zu einem Härtefall führe, aber dennoch auszugleichen sei.

429 Alternativ wurde vorgeschlagen, auf diese Regelung in der Festlegung RAMEN zu verzichten und diesen Punkt vollständig einer Methodenfestlegung zu überlassen.

430 Bezüglich der Ausgestaltung der Vorschrift wurde darauf verwiesen, dass aufgrund der erwarteten Steigerung der Heterogenität die entsprechenden Aufgreifkriterien nicht zu restriktiv angesetzt werden dürften. So sei der aktuell § 15 Abs. 1 ARegV deutlich zu eng ausgelegt.

431 In diesem Zusammenhang wurde kritisiert, dass bei der bisherigen Vorgehensweise aufgrund der geltenden Rechtslage im eigentlichen Effizienzvergleich keine adäquate Einschränkung des Datensatzes auf strukturelle vergleichbare Netzbetreiber erfolgen könne und dies auch nicht durch die Ausreißeranalysen geheilt werden würde. Dies würde dazu führen, dass

Entwurf

bestimmte Versorgungsaufgaben nicht abgebildet seien. Da diese sodann eine Vielzahl von Netzbetreibern betreffe, sei eine Lösung über eine Regelung zur Besonderheit der Versorgungsaufgabe beim bisherigen Tatbestand nicht möglich.

432 Als Beispiel wurde die Problematik der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber sowie die abweichenden Kostenstrukturen nach KANU 2.0 genannt, wobei auch für Elektrizitätssektor ein ähnliches Verzerrungsrisiko bestünde.

4.2.11 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

4.2.11.1 Baukostenzuschüsse

433 Mit Blick auf die Behandlung von Baukostenzuschüssen im Kapitalkostenaufschlag wurde zu Bedenken gegeben, dass Anreizmechanismen nicht zu Nachteilen im Konzessionswettbewerb führen dürfen. Derzeit hätten Netzbetreiber, die Baukostenzuschüsse vereinnahmten, einen Nachteil bei der Konzessionsvergabe und einen weiteren Nachteil, weil ihre Verzinsungsbasis geschmälert werde. Somit bestünde ein doppelter Nachteil bei der Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen. Dies müsse korrigiert werden.

434 Der Zinsbonus nach Tenorziffer 11.7 solle nicht nur auf Baukostenzuschüsse, sondern auch auf Netzanschlusskostenbeiträge Anwendung finden. Beide Instrumente verfolgen die gleiche Zielsetzung (Finanzierungsbeitrag für Netzinvestitionen). Außerdem sei bisher ein separater Ausweis von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträge nicht notwendig gewesen. Für den Zinsbonus werde dies nun erforderlich. Dies verursache einen hohen Aufwand bei den Netzbetreibern, da in internen Prozessen und Büchern (bisher) keine separate Ausweisung vorgenommen werde. Es widerspräche auch dem Ziel einer vereinfachten und pauschalierten Kapitalkostenbestimmung.

435 Zudem wurde vorgetragen, dass der kurzfristige positive Effekt des Bonus schnell verpuffe und nach Ablauf der Regulierungsperiode den Bestand und damit die Verzinsungsbasis schmälere. Daher werde mit der gegenwärtigen Ausgestaltung dieses Instruments der interne Verwaltungsaufwand erhöht, die Transparenz reduziert und der Anreizeffekt eliminiert. Eine Aufnahme von Fremdkapital und dadurch eine Vermeidung von Baukostenzuschüssen im Abzugskapital sei dadurch für Netzbetreiber die wirtschaftlich bessere Alternative.

436 Ferner wurde gefordert, keine Differenzierung zwischen Strom und Gas vorzunehmen. Die Finanzierungs- und Steuerungswirkung gelte auch für den Gasbereich.

Entwurf

4.2.11.2 Anlagen im Bau

437 Die Regelung in Tenorziffer 11.5 S. 3 wurde vielfach kritisch gesehen. Die Absenkung des Anfang- und Endbestands im Kapitalkostenaufschlag auf Null sei nicht sachgerecht, weil es gerade im Bereich Netzausbau üblich sei, große kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre zu ziehen. Es gebe daher gute Gründe diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkosten zu verzinsen. Denn Kredite für solche Projekte würden in der Regel zu Beginn des Baus aufgenommen, die Finanzierungskosten fallen also ab Baubeginn an. Diese reale Kostenbelastung führe zu einer Schieflage in den Finanzströmen soweit keine Verzinsung der Anlagen im Bau erfolge.

4.2.11.3 Anzeigefrist

438 Während die Umstellung des Verfahrens von Antrags- in Anzeigeverfahren vielfach begrüßt wurde, wurde angeregt, die Anzeigefrist nach hinten zu verlegen. Häufig wurde hier der 30.09. genannt. Ein späterer Termin führe zu steigender Datenqualität, da die Unternehmensplanung weiter fortgeschritten sei.

4.2.11.4 Sonstiges

439 Darüber hinaus wurde mit Blick auf die Regelungen der Tenorziffer 11 vorgetragen, dass Cloud-IT Kosten in Zukunft als aktivierbare Investitionskosten anerkannt werden müssen, um die Diskriminierung gegenüber Investitionen in Software und Rechenzentren zu beseitigen. Diese Kosten seien nämlich aktivierbare Kapitalkosten, Cloud-IT Kosten hingegen nicht, obwohl diese Lösung dem Stand der Technik entspreche und ein höheres Innovations- und Optimierungspotenzial biete. Dadurch sei es für die Netzbetreiber finanziell attraktiver, in eigene Software und Rechenzentren zu investieren; was gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll sei.

440 Es wurde ferner angeregt, einen klarstellenden Hinweis aufzunehmen, dass neben Verpächtern auch Subverpächter von der Regelung umfasst sind.

441 Außerdem würden Neuinvestitionen systematisch benachteiligt. Denn der KKAuf-Mechanismus sehe aktuell keine Anerkennung der Vorhaltung von Umlaufvermögen bei der Verzinsung vor. Zeitgleich werde durch den KKAb-Mechanismus das zu verzinsende Umlaufvermögen reduziert. Einem Netzbetreiber stünden also effektiv weniger Mittel zur Erfüllung weiterer oder neuer Aufgaben zur Verfügung. Zur Lösung beitragen könnte

Entwurf

beispielsweise die Kopplung der Anerkennung von zusätzlichen OPEX-Budgets im Laufe einer Periode an die getätigten Neuinvestitionen

442 Eine Stellungnahme kritisierte zudem die Behandlung des Umlaufvermögens nach Tenorziffer 11.5 S. 2. Die Fixierung auf den Basisjahrwert sei nicht sachgerecht, da den unterschiedlichen Dynamiken des Kapitalkostenaufschlags und des Kapitalkostenabschlags und dem damit verbundenen Bedarf an Umlaufvermögen nicht Rechnung getragen werde. Aufgrund unberücksichtigter Investitionsdynamiken könne es zu einer deutlichen Unterdeckung bei dem unterstellten betriebsnotwendigen Umlaufvermögen kommen. Daher wurde angeregt, die entsprechende Regelung anzupassen. Konkret wurde vorgeschlagen, eine Regelung aufzunehmen, wonach das betriebsnotwendige Umlaufvermögen sich aus dem Anteil ergebe, des im Basisjahr vorhandenen Verhältnisses von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen zu kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens zu den kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens im Kapitalkostenschlag.

443 Darüber hinaus wurde von einigen Stellungnahmen gefordert, die Ermittlung des Aufschlags für Unternehmenssteuern zu überarbeiten. Der am Kapitalmarkt ermittelte Eigenkapitalzinssatz beruhe auf den ausgeschütteten Nachsteuergewinnen und müsse deshalb um einen Faktor erhöht werden, der die von den Unternehmen zu zahlenden Ertragsteuern ausgleiche. Der korrekte Steuerfaktor ermittele sich nach der Formel 1/(1-s), wobei s den Ertragssteuersatz in Prozent beschreibe. Dieses Vorgehen werde bisher im Regulierungssystem nur für Körperschaftssteuer und Solidaritätszuschlag angewendet. Es sei auch auf die Ermittlung der Gewerbesteuer zu übertragen. Das derzeitige Vorgehen zur unternehmensindividuellen Bestimmung der Gewerbesteuer sei komplex und für Investoren nicht nachvollziehbar.

4.2.12 Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

4.2.12.1 Adressatenkreis

444 Eine Erweiterung des Adressatenkreises bzw. Einbeziehung von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren in die Qualitätsregulierung wurde überwiegend kritisiert. Es sei eine unverhältnismäßige Belastung für kleine Netzbetreiber, stünde der Beschleunigung und Entbürokratisierung der Regulierung entgegen und führe zu einem höheren Aufwand nicht nur für Netzbetreiber, sondern auch für die Regulierungsbehörden. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen sei im Verhältnis zum Mehraufwand fraglich. Aktuell seien durch die Anwendung der

Entwurf

Qualitätsregulierung auf Netzbetreiber im Regelverfahren etwa 85 % aller Endverbraucher erfasst, dies sei ausreichend.

445 Teilweise wurde hingegen die Ausweitung der Qualitätsregulierung auch auf kleine Netzbetreiber begrüßt. Diese Erweiterung sei dringend notwendig und mindere das Risiko, dass bestimmte Verbraucher auf längere Sicht schlechtere Bedingungen bei Netzanschluss, Zugang und Servicequalität hinnehmen müssten.

446 Schließlich wurde in Bezug auf den Adressatenkreis vorgetragen, dass auf die Standardisierung von Massenprozessen ausgelegte Indikatoren aus der Qualitätsregulierung, die auf die Netze der kommunalen Versorgung zugeschnitten sind, keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Qualität des Netzbetriebs in Industrienetzen zu ließen und dort daher nicht sinnvoll umsetzbar seien. So spiele beispielsweise der Anschluss dezentraler EE-Anlagen in Industrienetzen eine sehr untergeordnete Rolle. Energieversorgungsnetze, die die Voraussetzungen des § 110 Abs. 2 EnWG dem Grunde nach erfüllen, seien von der Erweiterung des Adressatenkreises für die Qualitätsregulierung auszunehmen, um in Industrienetzen in Zukunft Fehlanreize und unnötige Umsetzungskosten ohne faktischen Zusatznutzen zu vermeiden.

4.2.12.2 Veröffentlichung von Daten, Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben

447 In den Stellungnahmen wurde vielfach vorgetragen, dass die Veröffentlichung aller Daten überzogen erscheine. Die Veröffentlichung solle sich höchstens auf „relevante Daten“ beschränken. Ferner sei mit Blick auf die Veröffentlichungen der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte (Tenorziffer 12.3 S. 3) sicherzustellen, dass keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse veröffentlicht werden. Die Regelung sollte entsprechend ergänzt werden.

448 Auf der anderen Seite wurde eine weitgehende Veröffentlichung aller Daten begrüßt und gefordert. Im Sinne der Transparenz sollten alle Daten, die von der Bundesnetzagentur zu Bildung von Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben verwendet werden, netzbetreiberindividuell und nicht anonym veröffentlicht werden. Dies betreffe insbesondere auch die Daten zur Störungsstatistik (Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen). Eine nicht-anonymisierte Veröffentlichung der Störungsstatistik erhöhe die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der ermittelten Kennzahlenvorgaben für die Netzzuverlässigkeit.

Entwurf

4.2.12.3 Energiewendekompetenz

449 Die Einführung einer Energiewendekompetenz als Teil der Qualitätsregulierung wurde grundsätzlich begrüßt. So seien positive Effekte möglich, wenn Netzbetreiber durch ein Bonussystem motiviert werden könnten, neben ohnehin notwendigen Maßnahmen zur Energiewende noch zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen. Auch wurde die beabsichtigte schrittweise Einführung sowie die Offenheit für alternative monetäre Anreizsysteme begrüßt.

450 Da die Herausforderungen der Energiewende regional unterschiedlich geprägt seien, dürfe es nicht zu pauschalen Abschlägen kommen. Wichtig sei zudem, dass Aufwand und Nutzen der Datenerhebungen kontinuierlich überprüft würden, um dem aufgestellten Grundsatz „transparenter, einfacher und weniger bürokratisch" gerecht zu werden. Außerdem wurde betont, dass Energiewendekompetenz immer im Verhältnis zur regional unterschiedlichen Versorgungsaufgabe und der damit verbundenen, örtlichen Energiewende, u.a. der Last- und Erzeugungsdichte, den Schwerpunkten im Erneuerbaren-Ausbau (z.B. Windenergie- oder PV-Anlagen) sowie der Flächenverfügbarkeit für den Infrastrukturausbau zu bewerten sei.

451 Ferner wurde darauf hingewiesen, dass das Qualitätselement und Energiewendekompetenz im Regulierungssystem zu trennen seien. Denn die Energiewendekompetenz hänge nicht zwangsläufig mit der Größe eines Netzbetreibers zusammen. Daher sollte allen Netzbetreibern jedenfalls die Möglichkeit gegeben werden, ihre spezifischen Kompetenzen nachzuweisen. Außerdem sei die alleinige Einbeziehung der Energiewendekompetenz in die Qualitätsregulierung aufgrund heterogener Anforderungen nicht sachgerecht und nicht sinnvoll.

452 Schließlich wurde eine eigene Systematik vorgeschlagen, das sog. Leistungs- und Skalierungselement (LSE), als zentrales Instrument zur Förderung der Energiewendekompetenz. Im Hinblick auf die genaue Funktionsweise des Instruments wird auf die Darstellungen im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen (GBK-24-02-1#4) verwiesen. Es handele sich um einen Ansatz ist, der die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber zu fördere und die Transformation der Stromnetze effizienter gestalte. Durch gezielte Anreize und eine aktiv gestaltende Anreizregulierung können Kompetenzzentren entstehen, die die Energiewende beschleunigen und volkswirtschaftlich effizienter gestalten. Die Standardisierung innerhalb der Branche solle gefördert werden, ohne diese anzuordnen. Dies ermögliche die Entwicklung von Konzepten

Entwurf

und Lösungen, die von vielen betroffenen Netzbetreibern umgesetzt werden könnten. Die Bundesnetzagentur solle dabei eine koordinierende Rolle übernehmen und sicherstellen, dass die entwickelten Lösungen anerkannt werden.

4.2.12.4 Sonstiges

453 Die Bestimmung und Weiterentwicklung der verwendeten Kennzahlen dürfe nicht ausschließlich auf einer statistischen Grundlage basieren. Vielmehr müsse die Regulierungsbehörde einen ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhang belegen. Dies müsse anhand eines unabhängigen Gutachtens erfolgen, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber tatsächlich die Möglichkeit haben, die jeweiligen Parameter zu beeinflussen. Dabei seien statistische Signifikanz, technische Eignung sowie die Vermeidung von Verzerrungen zwingend zu beachten. Neue Kennzahlen und Datenerhebungen seien zudem in einer mindestens dreijährigen Testphase zu validieren, bevor sie in die Regulierung einfließen.

454 In eine ähnliche Richtung ging die Forderung, die Datenqualität anhand von einzuhaltenden Standards bzw. Qualitätskriterien sicherzustellen. Hierunter fielen Reproduzierbarkeit, Objektivität, Verlässlichkeit und Gültigkeit, was in Tenorziffer 12.4 klarzustellen sei.

455 Im Hinblick auf Tenorziffer 12.5 wurde gefordert, die Formulierung dahingehend zu ergänzen, dass bei der Ermittlung und Ausgestaltung der Kennzahlenvorgaben auch topographische Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen seien. Ebenfalls wurde angeregt, in Tenorziffer 12.5 weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Maßgebliche Kriterien insoweit seien Transparenz und Nachvollziehbarkeit, Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand sowie Objektivität.

456 Bei der Ausgestaltung des Bescheids sei für Zwecke der Verfolgung von Qualitätselementarschäden (Unterbrechungen durch Eingriffe Dritter) eine klare thematische Trennung des konventionellen Qualitätselements und neuen Aspekten (z. B. Energiewendekompetenz) im Bescheid erforderlich, um die Geltendmachung von Regressansprüchen zu vereinfachen. Versicherer interessierten sich nicht für Energiewendekompetenz.

457 Schließlich wurde die Meldepflicht von Abweichungen von Kennzahlenvorgaben als nicht zielführend kritisiert. Die Kontrolle von Abweichungen liege in der Verantwortung der Behörde, wie bei allen anderen Datenerhebungsprozessen.

Entwurf

4.2.13 Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13)

458 Die Konkretisierung durch die von der höchstrichterlichen Rechtsprechung aufgestellten Maßstäbe zur bisherigen Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV wurde grundsätzlich begrüßt.

459 Das Kriterium des Risikobereichs wurde vielfach als nicht operabel kritisiert sowie als unverhältnismäßig abgelehnt, dass die geringste Abmilderungsmöglichkeit zum vollständigen Ausschluss des Tatbestandes führe.

460 Das Abstellen auf eine Aufzehrung der Verzinsung auf unabsehbare Zeit in den Erwägungen wurde für verfehlt gehalten, da Netzbetreiber dann bereits Insolvenz seien. Die Regelung müsse Netzbetreiber vor besonderen Härtefällen aus dem regulatorischen Umfeld schützen und daher schon vor einer drohenden Insolvenz ansetzen, um die Sicherheit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Kritisiert wurde auch, dass die in den Erwägungen angelegte Verrechnung von Eigenkapitalrenditen der Vergangenheit mit existenzbedrohenden Verlusten der Gegenwart dazu führe, dass sich keine Eigenkapitalgeber mehr finden ließen.

461 Kritisiert wurde in mehreren Stellungnahmen die Erwägungen zur Vorhersehbarkeit für den Netzbetreiber. Insbesondere wurde der Verweis auf das Vorsichtsprinzip des § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB mit der Begründung für verfehlt gehalten, dass es für den Härtefall auf die Vorhersehbarkeit eines Ereignisses bzw. eines Umstandes ankomme, während § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB die vorsichtige Bewertung bereits vorhersehbarer Risiken und Verluste regele.

462 In einer Stellungnahme wurde gefordert, eine Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen innerhalb der Regulierungsperiode über einen Härtefallantrag zu ermöglichen, wenn kein anderweitiger Mechanismus eingeführt werde. Eine Stellungnahme forderte in diesem Zusammenhang eine Aufweichung der bislang vorgesehenen Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation dahingehend, dass der isolierte (Ergebnis-)Effekt aus einem exogenen Ereignis über die Härtefallregelung in der Erlösobergrenze ausgeglichen werde.

4.2.14 Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

463 Begrüßt wurde die Anwendung des Fremdkapitalzinssatz analog zum Zinssatz für den Kapitalkostenaufschlag sowie die Öffnung der Regelung für weitere über das Regulierungskonto abzuwickelnde Sachverhalte.

Entwurf

464 Eine Stellungnahme kritisierte die Öffnung der Regelung für weitere über das Regulierungskonto abzuwickelnde Sachverhalte. Soweit erforderlich solle es im Einzelfall einer themenbezogenen Festlegung vorbehalten sein, eine derartige Regelung auf der Basis von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG zu treffen.

465 Gefordert wurde eine Regelung zur Überführung von Kosten für konventionelle Zähler jenseits einer Preisobergrenze in die Netznutzung, um Preisverwerfungen aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik für die Kunden dieser Zähler zu verhindern.

466 In mehreren Stellungnahmen wurde – anknüpfend an Stellungnahmen zum VPI – zusätzlich ein Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto zur Aktualisierung des VPI vorgeschlagen.

467 Es wurde angeregt, statt auf die physikalisch durchgeleiteten Absatzmengen zu den jeweiligen in Anspruch genommenen Leistungswerten auf den vom Wirtschaftsprüfer testierten Wert im Jahresabschluss abzustellen. Dies vermeide Differenzen zum Jahresabschluss und reduziere den operativen Arbeitsaufwand stark, zumal der Mehrwert der komplizierten Überleitungsrechnung nicht ersichtlich sei. Teils werde dies durch Regulierungsbehörden schon praktiziert. Im Anschluss daran wurde als Verfahrensvereinfachung ein Verzicht auf die Nachweisrechnung der Erlöse aus Netzentgelten (Tabellenblatt „E1. Erzielb. Erlöse“) im Strombereich vorgeschlagen.

4.2.15 Stellungnahmen zu: Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15)

468 In einer Stellungnahme wurde vorgeschlagen, für den Pauschalbetrag das Verhältnis der Kapitalkosten nur bezogen auf die betroffene Netzebene heranzuziehen. Insbesondere auf der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung unterscheide sich die Kostenstruktur und das OPEX-/CAPEX-Verhältnis sehr grundlegend von dem entsprechenden OPEX-/CAPEX-Verhältnis in der Mittel- und Niederspannungsebene. Ein deutlich höherer OPEX-Anteil auf der Hochspannungsebene führe dazu, dass bei einer Netzabgabe, die ausschließlich die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene betrifft, der Pauschalbetrag für die zu übergebende Erlösobergrenze deutlich zu hoch ausfalle, was zusätzliche wirtschaftliche Anreize für Gebietsaufsplitterungen schaffe.

469 Eine Stellungnahme hielt Tenorziffer 15.3 für nicht hinreichend bestimmt. In der Tenorziffer selbst sei klarzustellen, ob und inwieweit eine Bindung der Regulierungsbehörde an die Vereinbarung bestehe, sowie der Umfang einer Überprüfung auf Sachgerechtigkeit der

Entwurf

Vereinbarung klarzustellen. Auch müsse das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit der Vereinbarung tenoriert werden, etwa eine Aufteilung nach Tenorziffer 15.4. Zudem sei klarzustellen, dass eine Parteivereinbarung keine Rückwirkung habe (Tenorziffer 15.4 S. 3). Tenorziffer 15.4 S. 3 2. HS sei durch einen Hinweis auf Tenorziffer 15.10 S. 3 zu ersetzen, da erst die neue Festlegung - und nicht bereits die Parteivereinbarung – die ursprünglich ergangene Festlegung ersetze.

470 Es wurde zudem gefordert, Tenorziffer 15.5 dahingehen abzuändern, dass stets die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen maßgeblich für die Ermittlung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils sind und nicht die zu übertragenden Verteilungsanlagen, auf deren Übereignung sich die beteiligten Netzbetreiber verständigt haben. Dann könne Tenorziffer 15.5 S. 3 in der bisherigen Fassung gestrichen werden.

471 Eine Stellungnahme merkte an, die in Ziffer 15.7 dargestellte Formel gebe entgegen Tenorziffer 15.4 nur den nach Ziffer 15.6 definierten Pauschalbetrag wider, nicht hingegen die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils.

472 Mit dem Ziel des Wegfalls von Fortführungserklärungen wurde eine Regelung angeregt, wonach der übernehmende Netzbetreiber aufgrund eines vollständigen Netzüberganges in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortzuführen sind, auch wenn eine solche Regelung durch die Bundesnetzagentur wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht bundesweit einheitlich im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG festgelegt werden dürfe.

473 Eine Stellungnahme merkte an, dass es sich bei der Regelung zur Mitteilung von Netzübergängen mit Blick auf die Fristvorgabe „unverzüglich“ um eine verfahrensrechtliche Bestimmung im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG handle.

4.2.16 Stellungnahmen zu: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16)

4.2.16.1 Allgemeines

474 Die Stellungnahmen sprachen sich mehrheitlich gegen die Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für das vereinfachte Verfahren und für die Beibehaltung der bisherigen Regelung aus. Der wirtschaftliche Schwellenwert bilde die Heterogenität der

Entwurf

Branche nicht ausreichend ab und setze Fehlanreize bei der Wahl der Verfahren (dazu näher s.u.). Insgesamt wurde angenommen, dass die Einführung des neuen Schwellenwerts negativen Auswirkungen für die Netzbetreiber habe. Es wurde angemerkt, dass sich mit jedem Effizienzvergleich die einbezogenen Unternehmen und gegebenenfalls auch die Parameter des Effizienzvergleichs ändern könnten, was zu mangelnder Kontinuität führe. Die bisherige Regelung für die Teilnahme am Regelverfahren über die Kundenschwellen von 15.000 Kunden im Gas und 30.000 Kunden im Strom hingegen wurde als einfach zu handhaben, eindeutig und unbürokratisch bewertet. Es habe sich in der Vergangenheit bewährt. Ferner wurde argumentiert, dass anstelle des Schwellenwerts Alternativen bestünden, den Kundenbegriff mit einem festen Strukturparameter (z.B. Anzahl Messlokationen, Anschlusspunkte oder Letztverbraucher) zu belegen, für die bereits eine Definition seitens der Bundesnetzagentur existiere.

475 Einzelne Stellungnahmen sahen demgegenüber durchaus Anpassungsbedarf hinsichtlich der aktuellen Regelung und sprachen sich für die Erweiterung der Teilnahme am Effizienzvergleich aus. Bei der Festlegung der Kenngröße solle sichergestellt werden, dass mehr Netzbetreiber am Regelverfahren teilnehmen und somit das vereinfachte Verfahren für weniger Netzbetreiber zugänglich wird. Begrüßt wurden die Bestrebungen zur Vereinfachung des Verfahrens und Reduzierung des Regulierungsaufwands. Als unklar erwies sich die Verständlichkeit der Vereinfachung sowie der Abbau der Bürokratie.

476 Bisweilen wurde auch die gänzliche Abschaffung des vereinfachten Verfahrens gefordert. Aufgrund dieser Regelungen unterlägen ca. 75 % der Netzbetreiber keinen Effizienzvorgaben. Die Beibehaltung der Regelungen zementiere die Kleinteiligkeit der Netzstruktur. Angesichts der geplanten Vereinfachungen bestünde kein Grund mehr für ein Festhalten am vereinfachten Verfahren.

477 Große Netzbetreiber arbeiteten deutlich effizienter und kostengünstiger als kleine. Es stünden deutlich günstigere Finanzierungsmöglichkeiten über die Begebung von Anleihen zur Verfügung. Kleine Netzbetreiber hingegen müssten sich überwiegend über Kredite finanzieren. Diese Ineffizienzen seien von Verbrauchern und Wirtschaft in Form von hohen Strompreisen zu tragen. Außerdem seien kleine Netzbetreiber in der Regel mit den Anforderungen der Energiewende überfordert, etwa bei Digitalisierung und Netzanschluss. Laut Bundesnetzagentur verfehlten gerade kleine Netzbetreiber die Rollout-Ziele Smart Meter

Entwurf

deutlich. Infolgedessen verzögere sich die Einführung innovativer Produkte wie etwa dynamsiche Tarife.

478 Um diese Ineffizienzen zu heben, müsse der operative Betrieb der Verteilernetze in leistungsstarke Cluster zusammengefasst werden. Eine Änderung der in der Regel kommunalen Eigentümerstruktur sei hierfür nicht erforderlich. Dies könne durch Anreize für eine gemeinsame Bewirtschaftung von Netzclustern gefördert werden (Bonus-/Malus-System).

4.2.16.2 Änderung der Teilnahmevoraussetzungen am vereinfachten Verfahren

4.2.16.2.1. Berechnungsgrundlagen Schwellenwerte, Effizienzwerte, Marktabdeckungsraten

479 Überwiegend wurde vorgetragen, dass nicht nachvollziehbar sei, ob die zugrundeliegenden Daten die tatsächliche wirtschaftliche Struktur der Netzbetreiber angemessen widerspiegeln. Es sei essenziell, die vorgesehenen Vereinfachungen sowie den Abbau der Bürokratie genauer zu beschreiben und eine belastbare Herleitung der Werte sowie eine transparente Offenlegung der Datengrundlage zu veröffentlichen.

480 Es wurden mehrheitlich Forderungen nach mehr Transparenz über die verwendete Datengrundlage sowie über Kriterien anhand derer die Marktabdeckungsraten ermittelt wurden gestellt. Der Schwellenwert basierend auf dem Ausgangsniveau der Vorperiode wurde auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen als zu benachteiligende Alternative gesehen. Die Kostensituation der Netzbetreiber sei ständigen Entwicklungen unterlegen, die dazu führten, dass sich der Schwellenwert dynamisch entwickele. Die daraus folgende Intransparenz führe zu mangelnder Planbarkeit für die Netzbetreiber. Insofern wurde kritisiert, dass keine Planungssicherheit bestehe, welches Verfahren auf den jeweiligen Netzbetreiber letztlich Anwendung finde. Entsprechend müssten Netzbetreiber vorsorglich Daten für beide Verfahren vorhalten.

481 Einige Stellungnahmen stuften zudem die zur Verfügung stehende Datengrundlage gemäß § 23b EnWG als unvollständig ein und hinterfragten, ob eine Berechnung des Schwellenwerts in 2027 aufgrund der noch laufenden Verfahren aus der vierten Regulierungsperiode überhaupt erfolgen könne. Auch Landesregulierungsbehörden sahen Risiken, dass die praktische Durchsetzbarkeit des zeitlichen Ablaufs in Bezug auf die Verkürzung des

Entwurf

Prüfungszyklus zu Herausforderungen führe. Der bisherige Schwellenwert nach der ARegV anhand der Kundenzahl würde diesen Zeitverzug vorbeugen und basiere auf aktuellen Daten. Die Bundesnetzagentur wurde außerdem gebeten, eine Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die am Regelverfahren teilnehmen würden.

482 Es wurde ferner angeregt, vermiedene Netzentgelte in den Wortlaut des bereinigten Ausgangsniveaus aufzunehmen. Gleichzeitig wurde auf die Beeinflussbarkeit des wirtschaftlichen Schwellenwertes bei Anwendung von KANU 2.0 hingewiesen. Es müsse sichergestellt sein, dass der Schwellenwert zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nicht durch solche Faktoren verzerrt werde.

483 Auch hinsichtlich der Ermittlung des Effizienzwertes sei unklar, auf welcher Grundlage das sachgerechte Gewicht der kleinen Netzbetreiber ermittelt werde. So wurde die Frage gestellt, wie bei Netzbetreibern verfahren werde, bei denen kein bereinigtes Ausgangsniveau vorliege oder die noch der Regelung des § 23a EnWG unterliegen. Wiederholt wurde betont, dass die Neuregelung für das vereinfachte Verfahren keine negativen Rückwirkungen auf die Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber im Effizienzvergleich haben dürfe. So merkten Netzbetreiber an, dass unklar sei, wie Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens im Rahmen der Qualitätsregulierung behandelt würden.

484 Im Hinblick auf die Marktabdeckungsraten von 90 % im Strom und 82 % im Gas wurde wiederholt kritisiert, dass die Schwellenwerte nicht nachvollziehbar seien und entsprechend eine Bestimmungsgrundlage sowie Begründung der gewählten Werte detaillierter zu erörtern sei. Außerdem sei im Strombereich die Höhe der Marktabdeckungsraten vor dem Hintergrund der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kritisch zu prüfen. Für den Gasbereich wurde mitunter gefordert, dass die Marktabdeckungsrate von 82 % auf 80 % oder niedriger abgesenkt werden solle.

485 Vereinzelt wurde wiederum angeführt, dass soweit die Einführung des wirtschaftlichen Schwellenwertes dazu führe, dass mehr Netzbetreiber in das Regelverfahren einbezogen werden und somit auch Effizienzanforderungen unterliegen, dies als Schritt in die richtige Richtung zu begrüßen sei.

4.2.16.2.2. OPEX-Anpassungsmechanismus und FuE

486 Viele Stellungnahmen merkten an, dass es sachlich nicht gerechtfertigt sei, den OPEX-Anpassungsmechanismus nur für Unternehmen im Regelverfahren einzuführen. Kleinere

Entwurf

Netzbetreiber seien stärker von den regulatorischen Anforderungen betroffen als große Netzbetreiber, weshalb Betriebskostensteigerungen für kleine Netzbetreiber ein erhebliches Kosten- und Liquiditätsrisiko darstellen würden. So würden kleinere Netzbetreiber einer größeren wirtschaftlichen Belastung unterliegen, da sie gezwungen seien, steigende Betriebskosten über Jahre vorzufinanzieren. Zudem sei es seitens der Regulierungsbehörde widersprüchlich, OPEX-Daten auch von kleinen Netzbetreibern für die regulatorische Bewertung zu nutzen, ihnen jedoch gleichzeitig die Flexibilität des OPEX-Anpassungsmechanismus zu verwehren. Die Regelung stelle eine systematische Schlechterstellung von kleinen bzw. leistungsschwächeren Netzbetreibern dar, die sich für die Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren entschieden haben.

487 Einige Stellungnahmen wiesen zudem daraufhin, dass die Unterstellung, kleine Netzbetreiber würden keine Forschung und Entwicklung betreiben, falsche Signale sende.

4.2.16.2.3. Auswirkungen des Schwellenwerts

488 Mit Blick auf den Schwellenwert wurde argumentiert, dass die neue Regelung insbesondere strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber mit besonderer Versorgungsaufgabe betreffen würde, die durch Teilnahme am Regelverfahren die Effizienzgrenze für andere Netzbetreiber deutlich verschärfen würden. Besondere Bedenken wurden dabei hinsichtlich der Abbildbarkeit der Heterogenität der Branche im Modell geäußert. Betroffen durch die Regelung seien vor allem durch den EE-Ausbau betroffene Netzbetreiber, die dann am Regelverfahren teilnehmen würden während kleinere Netzbetreiber ins vereinfachte Verfahren fallen würden. So würden spezialisierte Netzbetreiber durch eine hohe Kosteneffizienz das Kostenbenchmark setzen und damit oftmals größere Netzbetreiber beeinflussen. Die Bundesnetzagentur wurde aufgefordert, die strukturelle Heterogenität zu berücksichtigen um zu verhindern, dass keine Teilnehmer am Effizienzvergleich benachteiligt würden. Der Nachweis der strukturellen Vergleichbarkeit sei insbesondere für Netzbetreiber zu erbringen, denen das vereinfachte Verfahren offenstehe, welche aber freiwillig am Regelverfahren teilnehmen würden.

489 Zur Vereinfachung des Antragsverfahrens und Reduzierung des Verfahrensaufwands für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden wurde vorgeschlagen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen, sodass nur die Teilnahme am Regelverfahren angezeigt werden müsse.

Entwurf

4.2.16.2.4. Fehlende Attraktivität des vereinfachten Verfahrens

490 Aus Sicht vieler Stellungnahmen seien die Prozessvereinfachungen im vereinfachten Verfahren auf reduzierte Datenmeldepflichten (Effizienzvergleich, Qualitätselement und Anpassung dnbK) begrenzt. Insgesamt wurde argumentiert, dass Anreize für Netzbetreiber, sich für das vereinfachte Verfahren zu entscheiden, geschwächt würden. Mit Blick auf die angestrebte Reduzierung des Regulierungsaufwands wiesen Netzbetreiber die Bundesnetzagentur darauf hin, das vereinfachte Verfahren auch zukünftig attraktiv zu halten, um Fehlanreize zum Wechsel in das Regelverfahren und den damit verbundenen Mehraufwand zu vermeiden. Sinn und Zweck der bisherigen Regelung sei es gewesen, zu vermeiden, dass kleinere Netzbetreiber durch den hohen regulatorischen Aufwand überproportional belastet werden. Die geplanten Änderungen würden dazu führen, dass Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, benachteiligt würden. So würde die Anzahl der am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen deutlich höher ausfallen als von der Bundesnetzagentur im Expertenaustausch am 14.03.2025 präsentiert.

4.2.16.3 Kleinstnetzbetreiberregelung

491 Während die Einführung der Kleinstnetzbetreiberregelung grundsätzlich begrüßt wurde, äußerten manche Stellungnahmen Bedenken, dass für die Höhe der Netzentgelte strukturelle Faktoren ausschlaggebend seien und daher Zweifel an der Vermutungswirkung für die Angemessenheit der Netzentgelte bestünden. So wurde betont, dass ein Abgleich der Entgelte mit denen der vorgelagerten Netzbetreiber nicht immer sinnvoll sei, da die strukturellen Faktoren nicht identisch seien und somit die Heterogenität der Netzbetreiber zu unterschiedlichen Entwicklungen der Netzentgelte führten.

492 Hinsichtlich der Vereinfachung für Kleinstnetzbetreiber wurde keine wesentliche Verbesserung gesehen, da die Kalkulation der Netzentgelte weiterhin fast vollständig nach den geltenden Regelungen vorgenommen werden müsse. Konkretisierungsbedarf bestehe zudem, ob nur der Prozess der Kostenprüfung entfalle und die Ermittlungssystematik der Entgelte weiterhin nach gültiger Erlösobergrenzenformel berechnet werde.

493 Viele Stellungnahmen kritisierten außerdem, dass die Anwendung der Kleinstnetzbetreiberregelung auf Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (originär und durch Organleihe) beschränkt sei. Es wurde eine einheitliche Vorgehensweise

Entwurf

gefordert, da andernfalls das Risiko einer geografischen Ungleichbehandlung von Netzbetreibern bestehe.

494 Einige Stellungnahmen merkten zudem an, dass aufgrund der erheblichen Kostensteigerungen die Anzahl an Kleinstnetzbetreibern für die kommende fünfte Regulierungsperiode bei der genannten Schwelle deutlich kleiner ausfalle, als dies noch für die vierte Regulierungsperiode der Fall wäre. Aus diesem Grund wurde vorgeschlagen, auch für die Bestimmung als Kleinstnetzbetreiber anstelle der Erlösobergrenze die Anzahl an angeschlossenen Kunden als Schwellenwert anzusetzen. Alternativ wurde vorgeschlagen, den Schwellenwert auf das bereinigte Kostenniveau in Höhe von 1 Mio. € anzupassen.

495 Schließlich wurde die Kleinstnetzbetreiberregelung von einzelnen Stellungnahmen auch insgesamt abgelehnt. Die Erfahrungen aus der Zeit der Verbändevereinbarungen hätten gezeigt, dass die Netzentgelte deutlich überhöht seien, sofern keine ex-ante-Kontrolle erfolge. Angesichts der hohen Strompreise in Deutschland sei es nicht nachvollziehbar, dass bestimmte Netzbetreiber keinerlei Prüfung mehr unterliegen sollen. Dass hiervon nur kleine Netzbetreiber betroffen seien, ändere nichts an der Tatsache, dass die geplante Regelung Anreize für weitere Zerlegungen von Stromnetzen setze, um jedweder Prüfung durch die Bundesnetzagentur zu entgehen. Auch bestehe die Gefahr, dass in der Kostenkalkulation bewusst geringere Kosten angesetzt werden, um unterhalb der Schwelle zu bleiben und keiner Kontrolle mehr zu unterliegen. Ob die Voraussetzungen dann unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengen- und Kostenentwicklung erfüllt seien, werde nicht mehr überprüft.

4.2.17 Stellungnahmen zu: Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

496 Die Fortführung der Regelung aus § 25a ARegV wurde grundsätzlich begrüßt, darüber hinaus teilweise eine Ausweitung angeregt. Die bisherige Umsetzung stelle ein wesentliches Hemmnis für die Entwicklung und Erprobung neuer Technologien für die Energiewende dar. Im Einzelnen wurde gefordert, den Zuschlag auf den gesamten nicht öffentlich-geförderten Kostenanteil auszudehnen sowie Vorhaben abseits der staatlichen Energieforschungsförderung zu berücksichtigen, insbesondere auch europäisch geförderte Projekte. Auch solle der Kreis der zu berücksichtigenden Antragsteller ausgeweitet werden (z.B. Netzbetreiber im Konzernverbund des Antragstellers) sowie auch bei assoziierten Partnern innerhalb eines Forschungsprojektes Anwendung finden.

Entwurf

497 In einer Stellungnahme wurde als Antragsfrist der 30.09. (statt dem 30.06.) des Vorjahres für angemessener gehalten, da auch dann noch eine Einpreisung im vorläufige Preisblatt möglich sei.

498 Zudem wurde kritisch angemerkt, dass die Forschungs- und Entwicklungskosten im Basisjahr zukünftig dem Effizienzvergleich und auch den Effizienzvorgaben unterlägen. Die Einbeziehung in den Effizienzvergleich könnte Anreize für entsprechende Projekte reduzieren.

4.2.18 Stellungnahmen zu: Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes

499 Vereinzelt wurde angeregt, diese Tenorziffer zur Vermeidung von Doppelerhebungen zu streichen. Die Kennzahlen würden bereits über die jährliche Monitoringabfrage erhoben. Zudem fänden sich die Angaben zu der Belegenheit des Netzes im Jahresabschluss der Verteilernetzbetreiber, der ebenfalls an die Bundesnetzagentur übermittelt werde.

500 Eine Stellungnahme merkte an, dass es sich bei der Mitteilungspflicht jedenfalls aufgrund der Fristvorgabe „jährlich zum 31. März“ jedenfalls um keine rein-materiellrechtliche Regelung handle, die daher bei den Verfahrensbestimmungen zu ergänzen sei.

4.2.19 Stellungnahmen zu: Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

501 Eine Stellungnahme nannte folgende Tenorziffern zur Ergänzung als Verfahrensvorschriften: Tenorziffern 2.1 S. 1, 3.1. und 4.2 S. 1 und S. 3, Tenorziffer 12.4 S. 4[6], Tenorziffer 15.8 sowie Tenorziffer 18[7].

502 Es wurde allerdings auch eine Reduzierung der Verfahrensvorschriften angeregt, um eine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene zu vermeiden.

4.2.20 Stellungnahmen zu sonstigen Aspekten

4.2.20.1 Rechtlicher Rahmen

503 Eine Stellungnahme führte aus, dass die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung zwar bei der unabhängigen Regulierungsbehörde liege, die wesentlichen Elemente, die eine

[6] Tenorziffer 12.4 S. 4 in der Fassung des Sachstandspapier (weggefallen).
[7] Tenorziffer 18 in der Fassung des Sachstandspapier zur Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes (weggefallen).

Entwurf

Anreizregulierung ausmachten und damit die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung, aber bereits im Gesetz selbst geregelt seien. Hierzu wurde auf die Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – BT-Drs. 7310/23, Seite 82, verwiesen.

504 In einer Stellungnahme wurde die Einhaltung des Standes der Wissenschaft sowie die Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen durch sachkundige Dritte betont. In diesem Zusammenhang wurde hinterfragt, ob hierzu nicht auch Methoden-immanent Plausibilisierungs- und Validierungsansätze für ermittelte Ergebnisse unter Verwendung alternativer methodischer Ansätze erforderlich seien (Methodenpluralismus). Insbesondere bei Schätzwerten sei es unstrittig, dass ein Vorgehen nach dem Stand der Wissenschaft Ansätze zur Validierung und Korrektur von Schätzfehlern beinhalten müsse sowie bei einer Bandbreite von Werten aus der Verwendung multipler Methoden eine sachgerechte Auswahl getroffen werden müsse. Ferner wurde angemerkt, dass Änderungen im regulatorischen Umfeld Anpassungen erforderlich machen können, weswegen die Regulierungsbehörde regelmäßig überprüfen müsse, ob festgelegte Modelle sowie ihre methodische Operationalisierung dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

505 Zudem wurde vorgebracht, die Wertung durch den Verordnungsgeber in der Vergangenheit bei der jetzigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens Berücksichtigung finden müsse. Eine strukturelle Verschlechterung der Rahmenbedingungen, also ein Zurückfallen hinter die Wertung des Verordnungsgebers, sei daher rechtlich zweifelhaft. Dies gelte umso mehr, als dass die Herausforderungen der Regulierung in der Transformationsphase zugenommen hätten und weiterwachsen würden.

506 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, sowohl Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL) und Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL) als auch Strom-VO und Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) beinhalteten nur Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte. Hieraus könne kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung geführt werden. Kritisiert wurde, dass in den Erwägungen zum rechtlichen Rahmen eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung ausgeschlossen werde. Im Durchschnitt und über die Zeit solle grundsätzlich immer ermöglicht werden, dass die Ist- und Vollkosten eines (effizienten) Netzbetreiber anerkannt werden.

Entwurf

4.2.20.2 Kritik an strukturellen Verschlechterungen

507 In mehreren Stellungnahmen wurde kritisiert, dass der neue Regulierungsrahmen einseitig verschärft werde, was zu strukturellen Verschlechterungen auf Seiten der Netzbetreiber führe. Dies betreffe: Beibehaltung des VPI-Zeitverzuges bei gleichzeitiger Abschaffung des VPI auf Kapitalkosten, Verkürzung des Zeitraumes zum Abbau von Ineffizienzen, Verschlechterung durch Mittelwertbildungen im Effizienzvergleich, möglicher Entfall der SFA-Skalierung und des Effizienzbonus im Effizienzvergleich, Unsicherheit im Effizienzvergleich durch Änderung der Kriterien für das vereinfachte Verfahren, Reduzierung des Kataloges der dnbK bzw. KA_{nEu}, Einbezug von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich, keine Berücksichtigung des aktuellen Wachstumspfades infolge Fokussierung auf eine Mittelwertbildung der Kosten, nachteilige Berücksichtigung der Zuschüsse bei der Ermittlung der regulatorischen Verzinsungsbasis, Anpassung bei der Verzinsung von Anlagen im Bau, mangelnde Berücksichtigung der Methodenvielfalt bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, kein Ausschluss von Nachteilen aufgrund der technischen Umstellung auf das WACC-Modell sowie Wegfall der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf EK II im WACC-Modell. Sachverhalte würden lediglich zu Lasten der Netzbetreiber korrigiert. Es entstehe der Eindruck, dass es systemisch einseitig um Kostensenkungen gehe, obwohl die Veränderung der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende mit entsprechenden Kostenaufwüchsen auch bei den Betriebskosten einhergehe.

508 Es wurde vorgetragen, dass es für die Transformation ein Regulierungsregime brauche, das die langfristig erforderlichen Investitionen für die Energiewende sowie einen sicheren, effizienten und wirtschaftlich tragfähigen Netzbetrieb sicherstelle – und dabei gleichzeitig die verlässliche Refinanzierung der bereits heute anfallenden Transformationskosten gewährleiste. Es bestehe dringender Handlungsbedarf, das Regulierungssystem zukunftsfähig auszugestalten und strukturelle Verbesserungen zur Bewältigung der Energiewende zu realisieren. Angesichts der gegenwärtigen Herausforderungen der Branche könne dies nur mit deutlichen Verbesserungen im Regulierungsrahmen, die die Netzbetreiber ökonomisch besserstellen, erreicht werden. Ansonsten sei die im Einklang mit den politischen Fahrplänen stehende Ertüchtigung der Elektrizitätsversorgungsnetze sowie die Transformation des Gassektors massiv gefährdet. In einer Stellungnahme wurde gefordert, dabei die Förderung der Energiewende viel stärker als im bisherigen System zu berücksichtigen und dem

Entwurf

Investitionshochlauf und den damit einhergehenden (Re-)Finanzierungsbedarfen Rechnung zu tragen.

509 Eine Stellungnahme merkte in diesem Zusammenhang an, dass weiterhin Kapital für notwendige Investitionsmaßnahmen in die Gasfernleitungsnetzinfrastruktur aufzubringen sei. Sowohl die Anbindung neuer wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke als auch die Transformation zum Transport nachhaltiger Energiemedien führe weiterhin zu einem wesentlichen Investitions- und Ausbaubedarf im Gasfernleitungsnetzbereich.

510 Es wurde auch die Frage aufgeworfen, ob bei den strukturellen Verschlechterungen die wirtschaftlichen Grundlagen für die stets zuverlässige Erfüllung der Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber noch gegeben sei.

511 Teilweise wurde gefordert, eine aggregierte Betrachtung der Wirkung aller Veränderungen in Summe gegenüber dem Status Quo vorzunehmen (ökonomische Gesamtbewertung). Das Ergebnis solle veröffentlicht werden.

4.2.20.3 (Fehlende) Vereinfachungen

512 Vielfach wurde kritisiert, dass es an Vereinfachungen des Regulierungssystems fehle, und ein signifikanter Abbau bürokratischer Hürden insb. Berichtspflichten und Datenvorratshaltung vorzunehmen sei. Die periodische Bestimmung des Effizienzvergleichs, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und der Qualitätsregulierung – ergänzt um die Energiewendekompetenz – ließen weder auf behördlicher Seite eine Beschleunigung erkennen, noch sei ersichtlich, dass sich dadurch der administrative Aufwand in den Unternehmen spürbar verringere. Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode erhöhe vielmehr den administrativen Aufwand für alle Beteiligten. Eine Beschleunigung der Prozesse im Rahmen der Kostenprüfung sei auch angesichts der Vereinfachungen bei der Kapitalkostenermittlung nicht ersichtlich, so dass sich Bearbeitungsrückstände absehbar verschärften. Es wurde auch vorgebracht, eine Komplexitätsreduzierung müsse dort enden, wo sie die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber beeinträchtige.

513 Als Verfahrensvereinheitlichung und -vereinfachung wurde vorgeschlagen, die Erhebungsbögen (Kapitalkostenabschlag, Kapitalkostenaufschlag im Gas, Anlage zu KANU, Regulierungskonto, Biogas usw.) zu harmonisieren und möglichst unverändert zu lassen. Bei Abschaffung des Antragsverfahrens für den Kapitalkostenaufschlag genüge es, einen einzigen jährlichen Bogen inkl. SAV-IDS für das Gesamtanlagevermögen abzufragen, in dem die Ist-

Entwurf

Anlagen und Abgänge des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres gem. Tätigkeitsabschluss und die Plananlagen für Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenaufschlag im Gas enthalten sind. Dieser könne Grundlage für Entgeltbildung aller Segmente aber auch für das Regulierungskonto sein.

4.2.20.4 Kritik an der zukünftigen Festlegungssystematik

514 Teilweise wurde das Gesamtsystem der zukünftigen Festlegungssystematik kritisiert, insbesondere die Aufteilung der künftigen Anreizregulierung auf mehrere Festlegungen.

515 In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, ein abgeschlossenes Regelwerk zu schaffen, jedenfalls die Anzahl der künftigen Festlegungen zu reduzieren. Die Festlegung RAMEN verweise an zu vielen Stellen auf gesonderte Festlegungen, die überwiegend noch nicht vorlägen, wodurch eine sachgerechte Auseinandersetzung mit den Vorgaben nicht möglich sei. Wesentliche Inhalte sollten in der Festlegung RAMEN selbst normiert werden. Ein abgeschlossenes Regelwerk erhöhe Transparenz, Vorhersehbarkeit und Zuverlässigkeit, was für Marktbeteiligte und Investoren wichtig sei. Im Anschluss daran wurde gefordert, die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen der Festlegungen zueinander einer Prüfung zu unterziehen.

4.2.20.5 Rechtschutz

516 Mehrfach wurde die geplante Unterteilung in mehrere, zu verschiedenen Zeitpunkten erlassene Festlegungen auch mit Blick auf den Rechtsschutz kritisiert. Da nicht auszuschließen sei, dass die Reichweite bestimmter Vorgaben in der Festlegung RAMEN erst zusammen mit konkretisierenden Methodenfestlegungen vollständig offensichtlich werde, seien Netzbetreiber zur Vermeidung der Bestandskraft angehalten, bereits vorsorglich Beschwerde einzulegen. Es wurde eine Lösung gefordert, die eine prophylaktische Klagewelle der Netzbetreiber gegen die Festlegung RAMEN allein zur Gewährleistung des Rechtsschutzes gegen spätere Einzelfestlegungen vermeide.

517 Teilweise wurde von den Netzbetreibern in den Stellungnahmen kritisiert, dass es an Ausführungen zur Gewährleistung effektiven Rechtsschutzes gegen die Festlegungen fehle. Auch bleibe unklar, wie effektiver Rechtschutz für solche Netzbetreiber gewährleistet werde, die erst nach Inkrafttreten entstehen.

Entwurf

4.2.20.6 Besonderheiten von Industrienetzen

518 In einer Stellungnahme wurde gefordert, die individuellen Besonderheiten von Industrienetzen zu berücksichtigen, insbesondere mit Blick auf die sog. Energiewendekompetenz (vgl. Abschnitt 4.2.12).

5. Auftrennung in zwei separate Verfahren Strom/ Gas

519 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 Sachstandes zu Tenor und Erwägungen 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.

520 Daher hat die Beschlusskammer gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG am 16.01.2025 ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#1 sowie ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-2#1 eröffnet.

521 Somit ist das zuvor unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 geführte Verfahren– soweit es Elektrizitätsverteilernetzbetreiber betraf – in dem Verfahren für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom, GBK-25-01-1#1) aufgegangen. Gleichzeitig wurde das Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 eingestellt.

6. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

6.1 Expertenaustausch zum vereinfachten Verfahren

522 Am 14.03.2025 fand ein offener Expertenaustausch zum vereinfachten Verfahren und zur Kleinstnetzbetreiberregelung statt. In diesem Termin ist der diesbezügliche Regelungsentwurf

Entwurf

aus dem am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier vorgestellt und mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren diskutiert worden.

6.2 Austausch zu den wirtschaftlichen Auswirkungen

523 Am 07.05.2025 fand ein Austausch mit Stakeholdern zu den wirtschaftlichen Auswirkungen auf Basis des Diskussionsstands des NEST-Prozesses statt.

7. Anhörung des Festlegungsentwurfs

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

8. Weiterer Verfahrensablauf

525 Der Länderausschuss wurde ebenfalls gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hat dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am [redacted] übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am [redacted] hergestellt / nicht hergestellt.

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

Entwurf

II.

1. Zuständigkeit

527 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß §§ 54 Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Es handelt sich grundsätzlich um eine bundesweit einheitliche Festlegung zu Regelungen zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der für den Netzzugang erhobenen Entgelte.

528 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 19) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

529 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a), b), d) und f) EnWG und § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 1 bis 7 und 9 bis 12 EnWG.

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

3. Formelle Rechtmäßigkeit

531 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

532 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am [redacted] zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

533 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am [redacted] gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Entwurf

Der Länderausschuss wurde am [redacted] gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt / nicht hergestellt.

4. Rechtlicher Rahmen

4.1 Europäischer Rechtsrahmen

534 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.

535 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). Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 18 Abs. 1 S. 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 S. 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.

Entwurf

4.1.1 Transparenz[8]

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

537 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 Mitgliedstaaten haben sicher zu stellen, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und — soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen — die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 8 Strom-RL).

4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz[9]

538 Der Maßstab der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, Abs. 7 Strom-VO, Erwägungsgrund 81 Strom-RL, Anhang XIII Nr. 1 Energieeffizienz-RL) ist zum einen ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Gleichzeitig ist er auch ein wesentlicher Maßstab dafür, welches Ausgangsniveau die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber zur Bildung der Netzentgelte zugestehen kann. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.[10]

539 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 S. 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

[8] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Transparenz" Bezug genommen.
[9] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Kostenorientierung und Kosteneffizienz" Bezug genommen.
[10] Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43.

Entwurf

Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen (siehe ausführlich Rn. 553).

540 In Bezug auf die Elektrizitätsversorgungsnetze ist der wesentliche Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO. Danach müssen die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, kostenorientiert und transparent sein, 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.

541 Dieser allgemeine Maßstab der Kostenorientierung erfährt weitere Konkretisierungen:

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

- 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).

- 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.

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

Entwurf

4.1.3 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen[11]

542 Durch die Tarifmethoden sollen angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen, Art. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO.

543 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).

4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

4.1.4.1 Netzsicherheit[12]

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

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

Entwurf

4.1.4.2 Energieeffizienz[13]

545 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 S. 1 Energieeffizienz-RL).

4.1.4.3 Energie- und Klimapläne, Umweltauswirkungen sowie öffentliche Akzeptanz

546 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[14]

547 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 S. 1, Art. 58 lit. d) und g) Strom-RL.

4.1.5 Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten

548 Neben allgemeinen Maßstäben und Zielbestimmungen enthält der europäische Rechtsrahmen auch Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten aufgrund europarechtlich begründeter Aufgaben. Dabei treffen die jeweiligen EU-Verordnungen eine Vorgabe zur Anerkennung von anfallenden Kosten von Netzbetreibern aufgrund der Verpflichtungen aus der jeweiligen Verordnung (z.B. Art. 8 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 3 Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor).

549 Entsprechende Vorgaben sind dabei allerdings nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen.[15] Vielmehr sind die jeweils aufgeführten Kostenkategorien zwar bei der Berechnung der Netzentgelte zu berücksichtigen, dies hat

[13] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Energieeffizienz" Bezug genommen.
[14] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Verbraucherfreundlichkeit" Bezug genommen.
[15] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.

Entwurf

jedoch nicht zwingend vollumfänglich zu geschehen.[16] Im Einklang damit steht es grundsätzlich auch, diese Kostenpositionen allein über das Budgetprinzip in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen.[17] Den Vorgaben in EU-Verordnungen zur Deckung der aufgrund der Verpflichtungen aus diesen Verordnungen anfallenden Kosten lässt sich nur entnehmen, dass die dort genannten Kostenkategorien bei der Berechnung der Netzzugangsentgelte zu berücksichtigen sind, während Kostenkategorien, bezüglich derer die Berücksichtigung bei der Netzentgeltberechnung nicht ausdrücklich angeordnet ist, auch gänzlich unberücksichtigt bleiben können.[18]

4.2 Nationaler Rechtsrahmen

550 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.

551 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.

552 Die Ziele der Regulierung nach § 1 Abs. 2 S. 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 S. 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.

[16] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.
[17] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.
[18] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 76 m.w.N.

Entwurf

553 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 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 S. 2 EnWG). Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 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.[19] Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG). Nach § 21 Abs. 3 S. 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 S. 3 EnWG).

554 Nach der Maßgabe von § 21a Abs. 1 S. 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 S. 3 EnWG). Bei der Ermittlung von Obergrenzen sollen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterschieden werden (§ 21a Abs. 1 S. 4 EnWG). Die Effizienzvorgaben sollen so

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

Entwurf

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 S. 5 EnWG). Sie sollen objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen und sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen (§ 21a Abs. 1 S. 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 S. 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.

555 Entgegen vereinzelter Stellungnahmen ist die Beschlusskammer nicht an die Wertungen durch den Verordnungsgeber gebunden. Eine solche indirekte Bindung wäre mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18, 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 die ökonomischen Auswirkungen von 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 diesen Regulierungsrahmen in Verbindung mit den relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF), zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung, zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie zur Qualitätsregulierung, gewährleistet.

Entwurf

5. Adressaten (Tenorziffer 1)

556 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 S. 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG.

557 Gemäß Tenorziffer 19 berühren die Verfahrensvorschriften allerdings 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 Annex-Fragen von der Beschlusskammer zumindest für die insoweit adressierten Netzbetreiber geregelt. Bezüglich der hierdurch nicht adressierten Netzbetreiber können entsprechende oder abweichende Vorgaben zum Verfahren durch die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden erfolgen. Die bundesweit einheitlichen materiellen Regelungen in den übrigen Tenorziffern bleiben hiervon unberührt.

558 Diese Festlegung adressiert nicht die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG, und zwar weder solche ohne noch solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG. Dies schließt auch selbständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG vom Anwendungsbereich dieser Festlegung aus. Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang sinnvoll, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen. Der Ansatz der Anreizregulierung basiert unter anderem auf dem Budgetprinzip, bei dem die Netzbetreiber, über einen bestimmten Zeitraum unternehmerisch über die Verwendung der Mittel entscheiden können und sollen. Die Funktionsfähigkeit dieses Prinzips ist bei den Übertragungsnetzbetreibern in Frage gestellt, weil deren Kostenstruktur damit derzeit nicht harmoniert: Der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten (Kapitalkosten für neue Investitionen sowie der bisherigen dauerhaft nicht beinflussbaren Kosten inklusive freiwilliger Selbstverpflichtungen) an den Gesamtkosten beträgt über 80 %. Der unternehmerisch zu bewirtschaftende Teil der Gesamtkosten ist daher relativ so gering, dass die intendierte Anreizwirkung in Frage steht. An dieser Sachlage wird sich auch kurz und mittelfristig wenig ändern. Denn die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen bis 2045 voraussichtlich rund 320 Mrd. € (Onshorebereich ca. 160 Mrd. € / Offshorebereich ca. 160 Mrd. €) in ihre Netze investieren. Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen

Entwurf

vielfältigere regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen zu begegnen. Die stark auseinanderlaufenden Perspektiven und Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen legen nahe, dass eine Fortführung des Gleichklangs der Kostenregulierung zukünftig nicht mehr sachgerecht erscheint, sondern vielmehr das kostenregulatorische System bei den Betreibern von Übertragungsnetzen im Vergleich zum System der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zwangsläufig auseinanderlaufen muss. Diesem Umstand soll durch eine eigene Festlegung Rechnung getragen werden. Seit Einführung der Regulierung von Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern ist die Anreizregulierung mit dem immanenten Budgetprinzip und einer ex-ante aus Vergangenheitszahlen ermittelten Vorgabe für die Erlösentwicklung die Regel. Ein reines Kostenprüfungsverfahren mit einer nachlaufenden Missbrauchsaufsicht ist aus regulierungstheoretischer und ökonomischer Sicht die Ausnahme. Eine effektive Regulierung ist allein aufgrund der reinen Zahl der regulierten Unternehmen und angesichts der Dynamik der Aufgaben aufgrund der Informationsasymmetrie im Wege von stark einzelfall- und aufsichtsbezogenen Verfahren nicht durchführbar. Die Anreizregulierung durch diese Festlegung und die zugehörigen Methodenfestlegungen muss und wird den regulierungsökonomischen Anforderungen für einen effizienten, sicheren, kostengünstigen Betrieb der Elektrizitätsverteilernetze sicherzustellen haben. Das vorgeschlagene Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern[20] mit komplementären Effizienzanreizen und nachlaufenden Betriebsprüfungen stellt eine temporäre und gebotene zweitbeste Lösung dar. Die Besonderheit der Transformationsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wird auch nicht ernsthaft in Abrede gestellt. Sie ist in anderen Fällen weder geboten, noch lässt sie sich auf eine Vielzahl weiterer Netzbetreiber übertragen.

559 Die Festlegung gilt gemäß Tenorziffer 1 S. 2 nicht gegenüber Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. In Bezug auf diese Verteilernetze ist nach § 110 Abs. 1 EnWG die Anreizregulierung nach § 21a EnWG in Umsetzung des Art. 38 Strom-RL ausgeschlossen.

[20] Vgl. Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2), abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen_Ebene1/UENB/start.html

Entwurf

6. Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)

6.1 Fortführung der Anreizregulierung

560 Im Eckpunktepapier NEST hat die Bundesnetzagentur dargestellt, dass der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich die zentrale Triebfeder dafür sind, 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 finden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt wird.

561 Als denkbare Alternativen zu diesem Modell sind 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 bzw. Yardstick-Ansatz) genannt worden. Beide Varianten wurden im Eckpunktepapier NEST aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens als jedenfalls derzeit nicht angezeigt bezeichnet.

562 Viele Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST sahen das bisherige System der Anreizregulierung als bewährt oder weitgehend/grundsätzlich bewährt an. Die Prüfung einer stärkeren Kostenorientierung oder der Übergang zu einer Cost-Plus-Regulierung – hier mit Fokus auf den Gas-Sektor – wurde jedoch ebenso angeregt wie die Prüfung eines Übergangs zur Yardstick-Regulierung.

563 Die Grenzen zwischen den Systemen sind dabei gleichwohl nicht immer trennscharf. So charakterisieren etwa Hellwig et al. (2020) die deutsche VNB-Regulierung als Mischform aus kostenbasierter Regulierung im ersten Jahr und Yardstick-Regulierung im letzten Jahr einer Regulierungsperiode. Die Bedeutung der eigenen Kosten nähme dabei im Verlauf einer Regulierungsperiode ab.[21]

564 Ökonomischer Ansatz- und Ausgangspunkt der Regulierung ist dabei zunächst das Wesen der Elektrizitätsnetze als natürliches Monopol. Nach der ökonomischen Monopoltheorie wählt

[21]Vgl. Hellwig, M., D. Schober und L. Cabral (2020): Low-powered vs high-powered incentives: Evidence from German electricity networks. In: International Journal of Industrial Organization 73, S. 1-30. Hier S. 2.: „hybrid of cost-based regulation (first year) and yard-stick regulation (last year of the regulatory period)".

Entwurf

das Unternehmen, das ein Monopol innehat, eine gewinnmaximale Preis-Mengen-Kombination, die zu hohen Preisen bei suboptimal geringer Absatzmenge führt. Je unelastischer (also schwächer) dabei die Nachfrageseite auf Preise reagiert, desto stärker entfernt sich demnach der Preis, den der unregulierte Monopolist verlangt, vom Preis, der sich im Wettbewerbsmarkt einstellen würde. Hieraus folgt die Notwendigkeit der Regulierung. Dabei ist das Verhältnis von Regulierungsbehörden und regulierten Unternehmen geprägt durch asymmetrische Informationsverteilung. Netzbetreiber haben grundsätzlich einen Informationsvorsprung bezüglich der eigenen Kosten, Handlungsoptionen und Effizienzpotenzialen.

565 Vor diesem Hintergrund ist abzuwägen, durch welche Regulierungsform die in Abschnitt 4 dieser Festlegung dargestellten europarechtlichen und nationalen Vorgaben und Ziele am besten erreicht werden. Im Einzelnen:

6.1.1 Transparenz

566 Bezüglich der Transparenzanforderung sind keine Unterschiede ersichtlich, die sich aus der Regulierungsform selbst ergeben würden. Vielmehr ergibt sich die Transparenz aus der Ausgestaltung der Regelungen durch diese Festlegung und weitere Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG. Insofern lässt sich aus der Transparenzanforderung keine Rangordnung zwischen Anreizregulierung, Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung ableiten.

6.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

567 Die europarechtlich gebotene Kostenorientierung, die sowohl Kapital- als auch Betriebskosten einschließt, wird unter der Anreizregulierung wie auch einer Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung erreicht, schließlich wird dabei gerade nicht die Erstattung der netzbetreiberindividuellen Istkosten gefordert. Keine der hier diskutierten Regulierungsformen verlangt dabei von einem Netzbetreiber, dass die Kosten unter die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sinken müssten.

568 Es wird jedoch der Maßstab angelegt, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen. Kosteneffizienz im Netzbetrieb, also das Erreichen eines gegebenen Zieles oder das Erfüllen einer gegebenen Aufgabe zu den geringstmöglichen Kosten, ist dabei notwendig, jedoch nicht hinreichend, um die Preisgünstigkeit der Energieversorgung als Kernziel des § 1 EnWG zu erreichen.

Entwurf

569 Eine Cost-Plus- oder Rate-of-Return-Regulierung garantiert die Kostendeckung zunächst unabhängig vom tatsächlich erforderlichen Kostenniveau. Entsprechend sind die Anreize zur Kostensenkung oder Kosteneffizienz gering und es bestehen sogar gegenläufige Anreize, ineffizient viel Kapital einzusetzen, um möglichst hohe Gewinne erzielen zu können. Dieser sogenannte Averch-Johnson-Effekt ist zwar empirisch umstritten, gleichwohl bezeichnen beispielweise Carlton und Perloff (2005) den grundsätzlichen Hang zu ineffizienter Produktion unter einer solchen Regulierung als Konsens.[22] Unentdeckte Ineffizienz geht dabei zu Lasten der Netznutzer, die die Netzkosten tragen müssen. Durch die informatorischen Nachteile entzieht sich der Umfang der ineffizienten Kosten zunächst der Kenntnis der zuständigen Regulierungsbehörde. Diesem Hang zur ineffizienten Produktion und der asymmetrischen Informationslage kann gegebenenfalls durch besonders intensive unternehmensindividuelle Prüfung der Kosten und Unternehmensabläufe begegnet werden. Die Beschränkung der anerkannten Kosten auf effiziente Kosten ist dabei jedoch umso herausfordernder, insb. je mehr Unternehmen zu prüfen, aber auch, je ausgeprägter die asymmetrische Informationslage und tendenziell auch je komplexer die Strukturen, Entscheidungen und Abläufe in den regulierten Unternehmen sind.

570 Eine Anreizregulierung, wie sie in Deutschland seit 2009 zur Anwendung kommt, bedient sich eines Effizienzvergleiches, um Ineffizienzen zu identifizieren. Ineffizienzen sind dann in der Folge über Effizienzvorgaben in der Folge rechnerisch abzubauen. Kosten und Erlöse[23] eines Netzbetreiber werden hierbei durch den Vergleich mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern und über eventuelle Effizienzvorgaben teilweise voneinander entkoppelt. Zudem werden im Rahmen des Budgetprinzips durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen Anreize gesetzt, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren. In Folge der jeweils nächsten Kostenprüfung werden in der nächsten Regulierungsperiode dann die zulässigen Erlöse entsprechend angepasst, sodass auch über eventuelle Effizienzvorgaben hinausgehende Effizienzgewinne dann ebenfalls den Netznutzern zugutekommen. Die asymmetrische Informationslage wird somit unter der

[22] Vgl. etwa Carlton D.W. und Perloff J.M (2005): Modern industrial organization. Boston u.a.: Pearson. 4. Auflage, S. 712.

[23] Siehe Abschnitt 6.2 zu den Erwägungen bezüglich einer Weiterführung der Regulierung mittels Erlösobergrenzen (Revenue-Cap) in Abgrenzung zu Preisobergrenzen (Price-Cap). Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in diesem Abschnitt bereits auf Erlösobergrenzen abgestellt und auf die parallele Erwägung bezogen auf Preisobergrenzen verzichtet.

Entwurf

Anreizregulierung durch die gezielte Setzung von Anreizen über die Entkopplung von Kosten und Erlösen adressiert.

571 Die Effizienzanreize aus der zeitweisen Entkopplung im Rahmen des Budgetprinzips sind dabei grundsätzlich umso stärker, je länger diese Entkopplung andauert, also je länger eine Regulierungsperiode ist. Eine längere Entkopplung bedeutet zugleich, dass die Netznutzerseite länger darauf warten muss, ihrerseits von Effizienzgewinnen, die über eventuelle Effizienzvorgaben hinausgehen, zu profitieren und nur effiziente Kosten zu tragen. Eine längere Entkopplung bedeutet zudem, dass sich ändernde Bedingungen, etwa bezüglich der Versorgungsaufgabe, später in den Erlösen abgebildet werden.

572 Die Effizienzanreize aus der zeitweisen Entkopplung im Rahmen des Effizienzvergleichs sind umso stärker, je schneller identifizierte Ineffizienzen abzubauen sind. Der sogenannte Basisjahreffekt, also der Anreiz, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, wirkt hingegen der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegen.

573 Ein relativer Effizienzvergleich kann die Erlöse nur insoweit auf effiziente Kosten beschränken, als dass die in diesem Sinne besten Netzbetreiber tatsächlich keine Ineffizienzen mehr aufweisen. Verblieben dort im Basisjahr bzw. im Effizienzvergleich noch Ineffizienzen, so prägten diese Ineffizienzen den Maßstab. Ob und in wieweit dies der Fall ist, kann mittels des relativen Effizienzvergleichs selber 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.

574 Eine Yardstick-Regulierung schließlich beschränkt in ihrer Reinform[24] durch vollständige Entkopplung von Kosten und Erlösen in stärkster Weise die Kosten auf die eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Die individuelle Kostenbasis des jeweiligen Netzbetreibers hat dabei keinen Einfluss auf die zugestandenen Erlöse. Die Kostenbasis, auf deren Basis die Erlöse eines Netzbetreibers ermittelt werden, leitet sich jeweils vollständig aus den Kosten der jeweiligen Vergleichsunternehmen ab. Entsprechend entstehen beispielsweise keine Anreize zur Verschiebung von Kosten in ein Basisjahr. Alle Kosteneinsparungen gehen vollständig zu Gunsten eines Netzbetreibers. Gelänge es einem Netzbetreiber, dauerhaft eine günstigere Kostenstruktur als die Vergleichsunternehmen zu erreichen, könnte er

[24] Vgl. Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition. In: RAND Journal of Economics 16(3), S. 319-327.

Entwurf

Zusatzgewinne realisieren, die im Zeitverlauf dauerhaft nicht abgeschöpft würden. Spiegelbildlich geht es vollständig zu Lasten eines Netzbetreibers, wenn nur seine Vergleichsunternehmen ihre Effizienz steigern, er selbst aber stagniert. Die Weitergabe von Kostensenkungen an die Netznutzerseite wird dabei über die für alle Netzbetreiber symmetrische Anreizsetzung erreicht. Soweit alle Netzbetreiber in Folge der Anreizsetzung alle Optimierungspotentiale vollständig ausschöpfen, bilden für jeden Netzbetreiber effiziente Vergleichsunternehmen den Vergleichsmaßstab.

575 In der netzregulatorischen Umsetzung wird von dieser Reinform gleichwohl etwa auch im öfters angeführten Beispiel Norwegen abgewichen. So gehen dort beispielsweise anteilig neben aus einem Effizienzvergleich abgeleiteten Normkosten auch netzbetreiberindividuelle Kosten in die jeweilige Erlösobergrenze ein.[25] Grundsätzlich sind solche Systeme jedoch durch stärkere Anreize zu effizientem unternehmerischem Handeln (durch Entkopplung der Erlöse von den individuellen Kosten) auch bei evtl. häufigerer Neuermittlung der Erlösobergrenzen geprägt.[26]

6.1.3 Anreizsetzung

576 Die europarechtliche Anforderung, angemessene kurz- und langfristige Anreize zum effizienten Betrieb der Netze zu setzen, betont den Aspekt der Beschränkung auf effiziente Kosten zusätzlich. Hierbei gelten im Wesentlichen die Argumente fort, die in Bezug auf die Beschränkung auf effiziente Kosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers dargelegt wurden.

577 Eine Cost-Plus-Regulierung setzt zunächst keine Anreize für den effizienten Betrieb, da betriebswirtschaftliches Optimierungsstreben und das Effizienzziel hier nicht oder nicht notenwendiger Weise im Einklang stehen.

578 Demgegenüber setzt die Anreizregulierung explizit Anreize für eine kosteneffiziente Produktion. Wie im Wettbewerb kann dabei auch eine betriebswirtschaftliche Abwägung zwischen kurzfristiger und langfristiger Optimierung notwendig sein. Der regelmäßig wiederkehrende Effizienzvergleich belohnt dabei effiziente Strukturen auch langfristig. Durch

[25] Für eine Darstellung vgl. beispielsweise CEER (2024): CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023. Brüssel, S. 107 ff.
[26] Vgl. beispielweise Consentec GmbH und Frontier Economics Ltd. (2019): Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen und Köln, S. 91.

Entwurf

die temporäre Entkopplung von Kosten und Erlösen wird gleichwohl sichergestellt, dass Kostensenkungen zeitversetzt auch der Netznutzerseite zu Gute kommen.

579 Eine Yardstick-Regulierung setzt wiederum insgesamt die stärksten Effizienzanreize. Auch hier kann, wie im Wettbewerbsmarkt, die betriebswirtschaftliche Abwägung zwischen kurz- und langfristiger Optimierung notwendig sein. Sind dabei individuelle Kosten und Erlöse wie in der Reinform der Yardstick-Regulierung vollständig und dauerhaft entkoppelt, sind die Anreize zur Optimierung im Vergleich zur Anreizregulierung gestärkt. Die Weitergabe von Kostensenkungen wird dabei wie ausgeführt über die für alle Netzbetreiber symmetrische Anreizsetzung erreicht. Soweit alle Netzbetreiber in Folge der Anreizsetzung alle Optimierungspotentiale vollständig ausschöpfen, bilden für jeden Netzbetreiber effiziente Vergleichsunternehmen den Vergleichsmaßstab.

6.1.4 Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik

6.1.4.1 Netzsicherheit

580 Der Mangel an Anreiz zu einer kosteneffizienten Produktion unter einer Cost-Plus-Regulierung wirkt sich tendenziell positiv auf die Sicherheit der Versorgung aus. Zwar bestehen keine expliziten entsprechenden Anreize, gleichwohl sind sicherheitssteigernde Nebeneffekte etwa aus einer Überkapitalisierung im Sinne des Averch-Johnson-Effektes plausibel.

581 Demgegenüber besteht bei einer Anreizregulierung durch den Fokus auf Effizienz grundsätzlich die Sorge, dass Kostensenkungen zu Lasten der Qualität vorgenommen werden. Entsprechend wurde bereits mit Beginn der Anreizregulierung in Deutschland eine Qualitätsregulierung vorgesehen. Für Elektrizitätsverteilernetze wird die Qualitätsregulierung seit Jahren erfolgreich angewendet. Mit dieser Festlegung wird zudem zukünftig die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Qualitätsregulierung neben Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Zudem soll die Begriffsbestimmung der Netzleistungsfähigkeit dergestalt ergänzt werden, dass sie die Energiewendekompetenz miterfasst. Werden die Engpassmanagementkosten als Kosten eines unterlassenen oder verzögerten Netzausbaus zukünftig in den Effizienzvergleich einbezogen, setzt dies Anreize für einen beschleunigten und vorausschauenden Netzausbau.

Entwurf

582 Da die Effizienzanreize unter einer Yardstick-Regulierung im Vergleich zur Anreizregulierung nochmals gestärkt würden, wäre konsequenterweise auch hier eine begleitende verstärkte Qualitätsregulierung erforderlich.

583 Angesichts der Möglichkeit, eine begleitende Qualitätsregulierung zu etablieren und insbesondere vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber lässt sich für die Netzsicherheit im Sinne einer Versorgungsqualität daher keine grundsätzliche Rangordnung der hier diskutierten Regulierungsformen ableiten. Eine Fortentwicklung zu einer Yardstick-Regulierung würde jedoch eine verstärkte Qualitätsregulierung bedingen, was einen zusätzlichen Aufwand auch bei den Netzbetreibern erzeugen könnte.

6.1.4.2 Verbraucherfreundlichkeit

584 Verbraucherfreundlichkeit kommt im europäischen und nationalen Recht eine hohe Bedeutung zu. Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen Energieversorgung manifestiert sich dabei auch in Höhe der vom einzelnen Verbraucher zu zahlenden Netzentgelte, deren Ausgestaltung nicht Inhalt dieser Festlegung ist. Die insgesamt auf Netzentgelte bzw. Verbraucher aufzuteilende Summe ist jedoch umso höher, je höher die regulatorisch vorgesehenen Erlöse sind. Insoweit entfalten die obenstehenden Ausführungen zur Beschränkung auf effiziente Kosten unmittelbar auch Gültigkeit in Bezug auf die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen oder preisgünstigen Energieversorgung.

585 Angesichts der Möglichkeit, eine begleitende Qualitätsregulierung zu etablieren und insbesondere vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber lässt sich für die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer Versorgungsqualität keine Rangordnung der hier diskutierten Regulierungsformen ableiten. Mit dieser Festlegung wird zukünftig die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Qualitätsregulierung neben Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Diese Möglichkeit bestände auch unter Cost-Plus oder Yardstick-Regulierung.

6.1.4.3 Umweltauswirkungen

586 Aus den europarechtlichen wie auch nationalrechtlichen Zielen der Verringerung der Umweltauswirkungen bzw. der Umweltverträglichkeit und Treibhausgasneutralität lässt sich

Entwurf

keine Rangfolge der Regulierungsformen ableiten. Zwar ist es grundsätzlich denkbar, dass die induzierten Bestrebungen zur Kostensenkung unter Anreizregulierung oder in entsprechend gesteigerter Form unter Yardstick-Regulierung auch zu Lasten der Umweltverträglichkeit gehen können. Gleichwohl bestehen per se unter einer Cost-Plus-Regulierung jedenfalls auch keine Anreize, Umweltauswirkungen zu beschränken. Zudem beabsichtigt die Beschlusskammer, die Energiewendekompetenz zukünftig auch im Rahmen der Qualitätsregulierung direkt zu adressieren. Entsprechende Regelungen wären in gleicher Weise auch unter einer Cost-Plus-Regulierung oder einer Yardstick-Regulierung denkbar.

6.1.4.4 Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens

587 Eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens wird durch den europäischen Rechtsrahmen oder die nationale Gesetzgebung nicht direkt vorgegeben, steht aber mit den Zielen in Zusammenhang. Das energiewirtschaftliche Umfeld hat sich für die Netzbetreiber in den letzten Jahren massiv geändert, wie etwa im Eckpunktepapier NEST ausgeführt. Entsprechend muss der Netzausbau in den Elektrizitätsverteilernetzen noch einmal deutlich beschleunigt werden. Nach dem Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Aus den Netzausbauplänen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber folgt beispielsweise ein Investitionsvolumen von ca. 110 Mrd. Euro bis 2033 und von knapp über 200 Mrd. Euro bis 2045. Hierfür warben und werben die Netzbetreiber auch zukünftig Fremdkapital und Eigenkapital ein. Zu welchen Bedingungen dieses Kapital zur Verfügung gestellt wird, ist dabei auch eine Frage der Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, die beispielsweise auch in Kreditratings Eingang finden kann.[27] Wie im Eckpunktepapier NEST ausgeführt, ist sich die Bundesnetzagentur des Wertes von Konstanz und Verlässlichkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen bewusst. Netzbetreiber treffen ihre Investitionsentscheidungen auch unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten. Beispielsweise könnte ein Übergang zur fünften Regulierungsperiode zu einer Yardstick-Regulierung auch mangels Erfahrungen mit einem solchen System zunächst zu Investitionszurückhaltung führen. Eine solche Verunsicherung und Ablehnung wird auch in Stellungnahmen der Branche zum Eckpunktepapier deutlich. Dabei verkennt die Beschlusskammer auch nicht, dass Länder, die

[27] Vgl. beispielsweise die Ausführungen von Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems, abrufbar unter: https://www.efzn.de/fileadmin/Sites/EFZN/Images/Ereignisse/2023-05-GoeTa14/Vortraege/GET_2023_Voelz.pdf.

Entwurf

eine Yardstick-Regulierung anwenden, sich beispielsweise jedenfalls nicht per se schlechteren Kreditratings gegenübersehen müssen.[28]

6.1.5 Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung

588 Im Ergebnis ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass eine Weiterentwicklung in Richtung Cost-Plus-Regulierung bei der Vielzahl von zu regulierenden Netzbetreibern und angesichts der asymmetrischen Informationslage weiterhin weniger geeignet als die weiterentwickelte Anreizregulierung ist, den europarechtlichen und im EnWG kodifizierten Zielen zu genügen. Die Einführung der Anreizregulierung in Deutschland, wie auch in anderen Ländern, war gerade die Antwort auf die Nachteile einer Cost-Plus-Regulierung angesichts der asymmetrischen Informationsverteilung. Diesen könnte nur durch eine deutlich verstärkte individuelle Prüfung und ein deutlich tieferes Abtauchen in einzelne Prozesse begegnet werden, was nicht zuletzt angesichts der Vielzahl von Netzbetreibern und den im Zuge der Energiewende eher noch gestiegenen Herausforderungen und der Komplexität der Prozesse für die Netzbetreiber nicht sachgerecht umsetzbar erscheint.

589 Eine Yardstick-Regulierung auf der anderen Seite setzt auch in Vergleich zur Anreizregulierung gesteigerte Effizienzanreize. Durch die Kombination von kurzen Regulierungsperioden und hohen Effizienzanreizen, nähert sie sich einem echten Wettbewerbsmarkt weiter an. Eine Yardstick-Regulierung wurde daher auch ursprünglich bereits für die dritte Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur angestrebt.[29] Eine Yardstick-Regulierung geht dabei jedoch auch im Vergleich zur vorgesehenen dreijährigen Regulierungsperiode tendenziell mit einer nochmals kürzeren Taktung einher. Diese begegnet dann den gegen die dreijährige Regulierungsperiode bestehenden Bedenken in gesteigerter Form. Angesichts dieser vorgebrachten Bedenken zur administrativen Umsetzbarkeit sieht die Beschlusskammer für die fünfte Regulierungsperiode nochmals einmalig eine fünfjährige Regulierungsperiode vor. In dieser Zeit sollen die mit dieser und weiteren Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG angestrebten Vereinfachungen erprobt und umgesetzt werden. Auch daher,

[28] Vgl. beispielsweise Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems, abrufbar unter: https://www.efzn.de/fileadmin/Sites/EFZN/Images/Ereignisse/2023-05-GoeTa14/Vortraege/GET_2023_Voelz.pdf, Folie 14. Der norwegische Regulierungsrahmen als vielzitiertes Beispiel einer Yardstick-Regulierung findet sich dabei in der Spitzengruppe.

[29] Vgl. Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 80 f.

Entwurf

vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Anreizregulierung und im Interesse einer gewissen Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, ist ein Übergang zur Yardstick-Regulierung nach Überzeugung der Beschlusskammer derzeit nicht angezeigt.

590 Die Anreizregulierung wird daher mit dieser und weiterer Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG fortgeführt und zugleich weiterentwickelt.

591 Tenorziffer 2.1 S. 1 sieht daher die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Netzbetreiber im Wege einer Anreizregulierung, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt, vor.

6.2 Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse

592 Mit der Regelung in Tenorziffer 2.1 S. 2 wird die Entscheidung nach § 21a Abs. 1 S. 2 EnWG getroffen. Wie im bisherigen System beziehen sich dabei die Obergrenzen auf Erlöse und nicht auf Entgelte.

593 Dies hat zunächst den Vorteil des geringeren Informationsbedarfes. Die Vorgabe von Erlösobergrenzen verlangt weniger tiefe Einblicke in die Preisstruktur eines Unternehmens als ein System zur Vorgabe von Preisobergrenzen bzw. Entgeltobergrenzen. Zudem ist es Ziel der Beschlusskammer, die Eingriffe in das unternehmerische Handeln nicht über das erforderliche Maß hinaus auszudehnen. Vorgaben zur Entgeltbildung nach einer Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG bleiben dabei unberührt.

594 Zudem unterliegt die Menge der aus den Netzen entnommenen Energie Schwankungen. Diese hängen bei industriellen Prozessen unter anderem von der wirtschaftlichen Entwicklung ab. Der Energieverbrauch zur Wärmegewinnung hingegen hängt in besonderem Maße von den Wetterbedingungen, etwa warmen oder kalten Wintern, ab. Dies galt traditionell bereits für den Gassektor und gewinnt im Zuge der Wärmewände und dem Zubau an Wärmepumpen auch im Stromsektor an Bedeutung. Bei einer reinen Preisobergrenzenregulierung ohne periodenübergreifende Betrachtung der Kosten und Erlöse läge das Schwankungs- oder Mengenrisiko beim Netzbetreiber. Durch eine Erlösobergrenzenregulierung im Rahmen der Anreizregulierung wurden diese Schwankungen und Risiken bisher durch das Regulierungskonto ausgeglichen bzw. aufgefangen. Daran möchte die Beschlusskammer festhalten.

Entwurf

595 Auch besteht bei einer Preisobergrenzenregulierung die Notwendigkeit, Fixkosten auf Preisobergrenzen umzulegen. Hierfür ist mindestens implizit eine Mengenprognose erforderlich. Werden Abweichungen von der Mengenprognose nicht über ein Regulierungskonto oder andere Mechanismen ausgeglichen, entsteht der Anreiz für die Netzbetreiber, die abgesetzten Mengen zu unterschätzen. Dieser Anreiz bestände unter einer Erlösobergrenzenregulierung mit Regulierungskonto zum Ausgleich von Mengenschwankungen nur, wenn es für Netzbetreiber im Vergleich zur Kreditaufnahme am Kapitalmarkt vorteilhaft wäre, sich Liquidität über fehlerhafte Mengenprognosen vom Netznutzer zu beschaffen. Hierfür hat die Bundesnetzagentur jedoch derzeit keine Anhaltspunkte. Zudem wäre es grundsätzlich denkbar, einem missbräuchlichen Verhalten mittels asymmetrischer Regulierungskontozinssätze entgegen zu wirken.

596 Zuletzt wird im Zuge der Energiewende die industrielle Produktion und auch der Verkehrssektor vermehrt auf elektrische Energie umgestellt. Dieser Entwicklung wäre bei einer Preisobergrenzenregulierung durch geeignete Prognosen zu begegnen, ohne dass später eine Korrektur über ein Regulierungskonto vorgenommen würde.

597 Aus den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ergaben sich ebenfalls keine Anhaltspunkte für eine Abkehr von der Erlösobergrenzenregulierung zugunsten einer Preisobergrenzenregulierung bei intendierter Beibehaltung der Anreizregulierung.

598 In der Gesamtschau beabsichtigt die Beschlusskammer die Fortführung der Anreizregulierung mit Obergrenzen, die sich auf Erlöse und nicht auf Entgelte beziehen.

6.3 Individueller Bezug der Effizienzvorgaben

599 Mit der Regelung in Tenorziffer 2.1 S. 3 wird die Entscheidung nach § 21a Abs. 1 S. 3 EnWG getroffen. Wie im bisherigen System beziehen sich hiernach die Vorgaben aus dem Effizienzvergleich auf einzelne Netzbetreiber. Von der Möglichkeit, hiervon abweichend Gruppeneffizienzvorgaben vorzusehen, wird kein Gebrauch gemacht. Entsprechende Effizienzvorgaben wären nur zu begründen, wenn hinreichend abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern gebildet werden könnten und diese sachgerecht einer einheitlichen Effizienzvorgabe unterworfen werden könnten. Dies ist für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber als Hauptgruppen – zumindest derzeit - nicht ersichtlich. Daneben zeugen auch die unterschiedlichen Effizienzwerte davon, dass es in der Vergangenheit den Netzbetreibern in unterschiedlichem Maße gelungen ist,

Entwurf

effizient zu sein oder zu werden. Auch vor diesem Hintergrund erscheint der Beschlusskammer das Festhalten an individuellen Effizienzvorgaben angemessen.

7. Dauer der Regulierungsperiode und Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode; Basisjahr (Tenorziffer 2 und 3)

7.1 Dauer der Regulierungsperiode

600 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur zeitlichen Dauer und Abfolge von Regulierungsperioden, wobei deren Dauer fünf Jahre nicht überschreiten sollte.

601 Die Dauer der Regulierungsperiode darf die Beschlusskammer bundesweit einheitlich festlegen. Hierdurch wird insbesondere nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden nach § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG berührt.

602 Dies gilt auch dann, wenn – wie in einer Stellungnahme vorgebracht – die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben des Art. 84 Abs. 1 GG ausgelegt wird und berücksichtigt wird, dass das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) nicht als sog. Zustimmungsgesetz ausgestaltet war.

603 Dem Begriff des Verwaltungsverfahrens im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG unterfallen nur solche Regelungen, die das „Wie“ des Verwaltungshandelns betreffen, nicht jedoch solche, die allein das „Ob“ eines Verwaltungshandelns vorgeben. Der Begriff „Verwaltungsverfahren“ in Art. 84 Abs. 1 GG adressiert demnach den Zugriff des Bundes auf das „Wie“ des Verwaltungshandelns von Verwaltungsbehörden der Länder.[30] Dies umfasst Bestimmungen, welche die Tätigkeit der Verwaltungsbehörden im Blick auf die Art und Weise der Ausführung der Gesetze regeln.[31] Demgegenüber handelt es sich um keine Regelung des Verwaltungsverfahrens, wenn eine Regelung lediglich ein Verwaltungshandeln auslöst oder beendet.[32] Dies reicht nicht aus, auch

[30] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.
[31] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103; BVerfG, Urteil vom 10. Dezember 1980 – 2 BvF 3/77 –, juris Rn. 104, 106; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.
[32] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.

Entwurf

wenn dadurch die Interessen der Länder als Träger der Ausführungskompetenz berührt werden.[33] Dies entspricht auch Sinn und Zweck des Art. 84 Abs. 1 GG, nämlich der Schutz der Organisationsgewalt der Länder.[34] Dass aus Regelungen des Bundes den Ländern Aufgaben zur Ausführung erwachsen, ist vielmehr der Regelfall. Art. 83 GG enthält gerade den Grundsatz, dass die Länder die Bundesgesetze als eigene Angelegenheit ausführen. Dass die Länder ein Bundesgesetz als eigene Angelegenheiten ausführen, führt allein nicht dazu, dass ein solches Gesetz als Regelung des Verwaltungsverfahrens einzuordnen und zustimmungsbedürftig wäre. Vielmehr wird in Art. 84 GG die Regelung des Verwaltungsverfahrens für die Ausführung des Bundesgesetzes hiervon getrennt geregelt. Die Sachlage stellt sich insoweit nicht anders dar als bei bloßer Bestimmung des Zeitpunktes des Inkrafttretens eines Gesetzes, wodurch ebenfalls der Zeitpunkt der Ausführung des Gesetzes und damit eines Verwaltungshandelns eingegrenzt wird.

604 Vor diesem Hintergrund handelt es sich auch um keine Vorschrift mit materiell-rechtlichem Inhalt und zugleich verfahrensrechtlicher Bedeutung (sog. doppelgesichtige Normen). Eine solche liegt vor, wenn die den Bürger (bzw. hier die Netzbetreiber) betreffende materiell-rechtliche Vorschrift zugleich ein korrespondierendes verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung bewirkt.[35] Festgelegt werden muss damit nicht nur irgendein, sondern ein verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung.[36] Das ist nicht der Fall, wenn eine Norm einen materiell-rechtlichen Anspruch gewährt und damit zwar ein Handeln der Behörde erzwingt, aber das Verfahren hierfür - auch indirekt - nicht mit festlegt.[37] Bei der Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode wird gerade nur ein Handeln der Behörde erzwungen, aber das Verfahren hierfür nicht mit festlegt.

605 Die Beschlusskammer hat den grundsätzlichen Bedarf kurzfristigerer Anpassungen in einem zunehmend dynamischen Umfeld bereits im Eckpunktepapier NEST erkannt. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führt dazu, dass die Kosten eines Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht werden. Beschlusskammer und Netzbetreiber erwarten,

[33] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.
[34] Vgl. BeckOK GG/Suerbaum, 58. Ed. 15.6.2024, Art. 84 GG Rn. 34; Dürig/Herzog/Scholz/F. Kirchhof, 104. EL April 2024, Art. 84 GG Rn. 82.
[35] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.
[36] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.
[37] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.

Entwurf

dass die Energiewende zur fünften Regulierungsperiode weiter an Fahrt aufnimmt und damit eine verschärfte Dynamik entwickelt, in der sich die Kosten eines Netzbetreibers in kürzeren Abständen verändern dürften. Diese Einschätzung wurde auch im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST weit überwiegend geteilt.

606 Eine zunehmende Dynamik legen insbesondere die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der nationale Energie- und Klimaplan[38] und das Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung[39] sowie der darauf aufbauende gesetzliche Rahmen nahe.

607 Nach § 3 Bundes-Klimaschutzgesetz werden die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 Prozent und bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 Prozent gemindert. Bis zum Jahr 2045 sind die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Das Klimaschutzprogramm 2023 sieht als zentrale Strategie zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und letztlich auch anderer Sektoren wie Gebäude, Verkehr und Industrie vor, die erneuerbaren Energien massiv auszubauen.[40]

608 Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bildet diese Dynamik schneller ab als eine fünfjährige Regulierungsperiode, indem sie den Zeitraum bis zu einer erneuten Kostenprüfung und damit den Zeitraum der Entkopplung der Erlöse von den Kosten verkürzt. Dabei verkennt die Beschlusskammer nicht, dass in vielen Stellungnahmen eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit Verweis auf einen verbleibenden Zeitverzug als nicht geeignet bzw. ausreichend für eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich gehalten wurde und alternative Vorschläge unterbreitet wurden. Zur vertieften Erörterung alternativer Vorschläge hat die Beschlusskammer mehrere Expertenaustausche mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Dritten durchgeführt, um auf dieser Grundlage eine abgewogene Entscheidung treffen zu können.

609 Entgegen dem Vortrag aus einigen Stellungnahmen ist es damit nicht bereits Ausgangspunkt der Überlegungen, ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung zu entwickeln. Ausgangspunkt der Überlegungen ist vielmehr zunächst, dass Beschlusskammer

[38] Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans, August 2024, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?
[39] Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.pdf?
[40] Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, S. 4.

Entwurf

und Netzbetreiber erwarten, dass die Energiewende zur fünften Regulierungsperiode weiter an Fahrt aufnimmt und sich damit eine verschärfte Dynamik entwickelt, infolge derer sich die Kosten eines Netzbetreibers in kürzeren Abständen verändern dürften.

610 Die Entscheidung über den Ansatz, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, steht dabei – wie die Entscheidung über die Erforderlichkeit dem Grunde nach – im pflichtgemäßen Ermessen der Beschlusskammer. Dieses hat die Beschlusskammer anhand der Kriterien Treffsicherheit, Setzung von Effizienzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrativer Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber ausgeübt, die die zentralen unionsrechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten widerspiegeln. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer in die Entscheidung einbezogen, inwieweit die Instrumente weiteren Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik Rechnung tragen, etwa der Förderung der Integration erneuerbarer Energien nach Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO und der Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO.

611 Das Kriterium der Treffsicherheit trifft eine Aussage, inwiefern das Instrument gewährleistet, dass nur tatsächlich angefallene bzw. anfallende zusätzliche effiziente OPEX eines Netzbetreibers in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Wenig treffsicher ist ein Instrument, wenn deutlich zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden als im Rahmen von Kostenprüfung und Effizienzvergleich als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären. Dieses Kriterium spiegelt dabei den europarechtlichen Maßstab der Kostenorientierung und Kosteneffizienz aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO wider. Dabei gilt zwar, wie sich schon aus dem Wortlaut ergibt, kein Istkostenmaßstab. Allerdings muss die implementierte Methodik eine „Orientierung“ an den individuellen Kosten der Netzbetreiber sicherstellen.[41] Maßstab ist ein dynamischer objektiver Effizienzkostenmaßstab, wonach die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.[42] Dabei wird über das Kriterium auch berücksichtigt, dass nach Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO die Methodik die Fixkosten der Verteilernetzbetreiber widerzuspiegeln hat und nach Art. 59 Abs. 7 lit a. Strom-RL die Methoden so zu gestalten sind,

[41] Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 21 EnWG Rn. 10.
[42] Vgl. Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37 vom 11.09.2024, S. 12

Entwurf

dass notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

612 In Bezug auf das Kriterium der Treffsicherheit wurde in manchen Stellungnahmen kritisiert, dass durch die Beschlusskammer nicht zwischen systematischen Abweichungen und Streuung unterschieden werde. In den Stellungnahmen wurde zugleich eingeräumt, dass die entsprechende Quantifizierung offenkundig nicht möglich sei. Die konzeptionelle Unterscheidung solle jedoch stärker erfolgen. Die Beschlusskammer ist sich den Unterschieden zwischen systematischen Abweichungen und Streuung bewusst und hat sie in ihre Abwägung einbezogen.

613 Das Kriterium zu Effizienzanreizen nimmt in den Blick, welche Effizienzanreize durch das jeweilige Instrument selbst gesetzt werden. Effizienz bedeutet, dass ein gegebenes Ziel – hier die Versorgungsaufgabe der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber – zu geringstmöglichen Kosten erreicht wird. Damit werden zugleich Aspekte der unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der Anreizsetzung aufgegriffen. Nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO müssen die Netzentgelte (und damit die ermittelten Netzkosten) die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dabei müssen nach Art. 18 Abs. 8 Strom-VO die Verteilungstarifmethoden den Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, wozu die Regulierungsbehörde maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, anerkennt. Zusätzlich sollen nach Art. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO durch die Tarifmethoden angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern.

614 Mit dem Kriterium der Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung wird in den Blick genommen, inwieweit es zu systematischen Brüchen im Regulierungssystem kommt und welche Auswirkungen diese haben, insbesondere auf die Effizienzanreize durch Budgetansatz und Effizienzvergleich als zentrale Elemente. Der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich sind die zentralen Triebfedern 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. Damit werden ebenfalls die vorstehend skizierten Aspekte der

Entwurf

unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der Anreizsetzung aufgegriffen.

615 In einigen Stellungnahmen wurde Kritik am Kriterium Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung vorgetragen, etwa bezüglich Redundanzen mit anderen Kriterien, und die Nachschärfung angeregt. Auch angesichts dieser Kritik hält die Beschlusskammer an diesem Kriterium fest. Gleichwohl sollen eventuelle Unklarheiten hier aufgegriffen werden. So ist es zutreffend, dass bereits das Kriterium Effizienzanreize die Anreize adressiert, die sich aus der unmittelbaren Anwendung des Instrumentes ergeben. Das Kriterium Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung umfasst jedoch in Abgrenzung dazu mögliche Wechselwirkungen oder Widersprüche zu ansonsten vorgesehenen Elementen oder Charakteristika des Anreizregulierungsrahmens. Dies kann auch die Ermittlung der Höhe von eventuell vorgesehenen Aufschlägen auf die Erlösobergrenze pro Einheit einer adressierten Outputänderung umfassen. Es liegt im Kern der Anreizregulierung, dass die Regulierungsbehörde nicht über ein notwendiges Maß hinaus in unternehmerische Entscheidungsprozesse eingreift oder auch nur Einsicht nehmen müsste. Der Effizienzvergleich, der gemeinsam mit dem Budgetansatz die zentrale Triebfeder dafür ist, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen, verfolgt einen Gesamtkostenansatz. Durch die periodisch wiederkehrende Kostenprüfung und den Vergleich der Netzbetreiber untereinander werden neben Änderungen in den strukturellen Gegebenheiten und Kosten auch Änderungen in den Aufgaben erfasst. Dies umfasst möglicherweise hinzukommende wie möglicherweise herausfallende Aufgaben, aber auch Verschiebungen innerhalb der Aufgabenbewältigung. Wurden etwa Aufgaben in der Vergangenheit eher CAPEX-lastig erfüllt und erfüllen diese Aufgaben einige Netzbetreiber mehr und mehr OPEX-lastig, kann dies über Basisjahrbetrachtung und Effizienzvergleich erfasst und der gesamthaften Effizienzbetrachtung unterzogen werden. Ein durch Informationsasymmetrie mit Schwierigkeiten behaftetes Herausschälen einzelner Aspekte oder von Einzelsachverhalten ist dabei nicht erforderlich.

616 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass das Kriterium Kompatibilität mit der Anreizregulierung keineswegs impliziert, dass der generelle sektorale Produktivitätsfaktor oder der Effizienzvergleich nicht mit der Anreizregulierung vereinbar wären. Der Effizienzvergleich ist vielmehr eines der zentralen Elemente innerhalb der Anreizregulierung.

Entwurf

Zur Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wird auf die Ausführungen im Abschnitt 10.1 verwiesen.

617 Soweit in Stellungnahmen gefordert wurde, im Rahmen des Kriteriums Kompatibilität mit der Anreizregulierung auch in den Blick zu nehmen, inwieweit Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt werden, entspricht dies nicht der Zielrichtung des Kriteriums, das systematische Stringenz in den Blick nimmt. Überdies ist diese Zielsetzung bereits durch das Kriterium der Treffsicherheit abgebildet. Durch dieses werden gerade die Kostenorientierung, aber auch die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze in den Blick genommen (s.o.). Damit ist es für die Gesamtabwägung wesentlich und wird gewährleistet, dass Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt sind.

618 Bei der administrativen Umsetzbarkeit geht es um den Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern. Als Ausfluss des allgemeinen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit müssen zusätzlich aufgestellte administrative Anforderungen an die Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zum verfolgten Ziel stehen. Unter diesem Gesichtspunkt sind auch aufwandsärmere Alternativen in den Blick zu nehmen.

Im Einzelnen:

7.1.1 Betriebskostenfaktor in Form des sog. „Wachstumsausgleichs“:

619 Die Einführung eines Betriebskostenfaktors nach österreichischem Vorbild wurde im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST am häufigsten vorgeschlagen. Der BDEW hat mit Unterstützung der Consentec GmbH darauf aufbauend einen sog. „Wachstumsausgleich“ zur innerperiodischen OPEX-Anpassung eingebracht. Bei diesem handelt es sich um einen jährlichen Aufschlag auf die Erlösobergrenze in Höhe der Differenz der Zuwächse eines Parameters (Betrachtungsjahr minus Basisjahr) multipliziert mit einem einheitlichen Standardkostensatz je Parameter. Als einzubeziehende Parameter sind dabei der Anschluss neuer Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie der Anschluss neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG vorgeschlagen worden, wobei darauf hingewiesen worden ist, dass das Modell modular um weitere Parameter erweiterbar sei. In Betracht käme eine größenabhängige Ausdifferenzierung der Parameter.

620 Durch die Verwendung von Standardkostensätzen ist die Anpassung unabhängig von den tatsächlichen Kosten, so dass aufgrund der Möglichkeit, die Standardkostensätze zu über- und

Entwurf

unterschreiten, Effizienzanreize durch das Instrument selbst durchaus gesetzt werden. Zugleich adressiert der Vorschlag auch das Ziel der Förderung der Integration erneuerbarer Energien aus Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO und die Ausbauziele des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans, zu dessen Verwirklichung die Methodik nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO beitragen soll.

621 Allerdings bleibt das Instrument mit Blick auf die zentralen Kriterien Treffsicherheit, Komptabilität mit der Anreizregulierung und Umsetzbarkeit für den Netzbetreiber in der Bewertung hinter einer Verkürzung der Regulierungsperiode zurück. Durch die Herausnahme einzelner zusätzlicher Tätigkeiten, die durch Parameter abgebildet werden sollen, ist die Abbildung der Kosten unvollständig und damit die Treffsicherheit des Instruments insgesamt eher gering. Insoweit besteht eine Inkonsequenz gegenüber dem Effizienzvergleich, der gerade andere und deutlich mehr Vergleichsparameter verwendet, um die Versorgungsaufgabe gesamthaft abzubilden. Unabhängig davon führt der Ansatz von Standardkostensätzen für einzelne Parameter zu einem hohen Umsetzungsaufwand auch auf Seiten der Netzbetreiber, wenn zugleich eine gewisse Treffsicherheit gewährleistet werden soll. Zur Herleitung der Standardkostensätze müssten Kosten abgrenzungsscharf und verursachungsgerecht den einzelnen Tätigkeiten bzw. Prozessschritten zugeordnet werden und dabei solche Kosten außer Betracht bleiben, die bereits über das Budgetprinzip abgegolten sind oder als Kapitalkosten und Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und innerperiodisch angepasst werden. Andernfalls besteht die Gefahr von Doppelanerkennung. Um eine Vermeidung von Doppelanerkennung sicherzustellen, müssten letztlich alle Kosten der Netzbetreiber einer detaillierten Analyse unterzogen werden, um die prozessscharfe Zuordnung nachvollziehen zu können. Ferner erscheint mit Blick auf den vorgeschlagenen Parameter „Anschluss neuer Erneuerbarer-Energien-Anlagen“ auch eine Differenzierung nach Anlagengröße unabdingbar, um ein Mindestmaß an Treffsicherheit zu gewährleisten. Auch insoweit wären Kosten den einzelnen Tätigkeiten bzw. Prozessschritten zuzuordnen. Auch angesichts der bestehenden Informationsasymmetrie käme die erforderliche Zuordnung einer Prozesskostenanalyse gleich und wäre mit erheblichem Aufwand auch auf Seiten der Netzbetreiber verbunden. Dies lässt nicht außer Acht, dass auch eine Verkürzung der Regulierungsperiode Vereinfachungen und Beschleunigungen voraussetzt. Für den vorgeschlagenen Parameter „Anschluss neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG“ kommt hinzu, dass auch seitens der Netzbetreiber darauf hingewiesen worden ist, dass insoweit eine auswertenbare Datenbasis

Entwurf

fehle. Hier erscheint eine zeitnahe und belastbare Herleitung angemessener Standardkosten kaum umsetzbar.

622 Eine Verkürzung der Regulierungsperiode reagiert zwar im Vergleich langsamer auf die Dynamik. Dafür bildet eine Verkürzung der Regulierungsperiode die Veränderungen, denen sich ein Netzbetreiber gegenübersieht, insgesamt mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren genau(er) geprüft werden und im Rahmen des Effizienzvergleiches gesamthaft analysiert werden.

623 Der sog. „Wachstumsausgleich“ zeigt sich auch als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung. Damit verbunden ist, dass im Ausgangspunkt nicht einzelne Kostenpositionen nachgefahren werden. Indem das Instrument einzelne Tätigkeiten und diesen zuzuordnende Kosten in den Blick nimmt, bleibt gerade außer Acht, dass andere Kostenpositionen auch sinken können. Dies geht insoweit nicht nur zu Lasten der Treffsicherheit des Instrumentes, sondern führt auch zu einer Schieflage, die sich als systemwidrig gegenüber dem Grundansatz der Anreizregulierung erweist. Dem Konzept aus Budget und wiederkehrender Effizienzprüfung ist es immanent, dass Kostenänderungen und Verschiebungen zwischen Kostenpositionen gesamthaft zu betrachten sind. Das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, ist daher insgesamt auf ein notwendiges Minimum zu beschränken.

624 Die in den Stellungnahmen aufgebaute Analogie zwischen dem sog. „Wachstumsausgleich“ und dem Effizienzvergleich in Hinblick darauf, dass es keine Operationalisierung gebe, die die Versorgungsaufgabe perfekt erfassten, geht fehl. Zwar ist es zutreffend, dass auch der Effizienzvergleich nur eine begrenzte Zahl an Strukturparametern umfasst. Der Effizienzvergleich verfolgt allerdings einen Gesamtkostenansatz, der gerade auch Verschiebungen innerhalb der Kostenpositionen erfasst. So werden Kostensteigerungen und Kostensenkungen einer Gesamtbetrachtung zugeführt und nicht einseitig einzelne Bereiche herausgegriffen.

7.1.2 Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen:

625 Teilweise schlugen Stellungnahmen auch eine Erweiterung des sog. Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten vor, insbesondere mit Blick auf Personalkosten und IT-

Entwurf

Aufwendungen. Dem stehen schon grundsätzliche rechtliche Erwägungen entgegen. Der Katalog der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, als Nachfolgeregelung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen eine Ausnahme vom Budgetprinzip und Effizienzvergleich sowie ggf. -vorgabe gerechtfertigt ist. Hierfür hat die Bundesnetzagentur die in Tenorziffer 7 dargestellten Kriterien entwickelt. Dass Personalkosten und IT-Aufwendungen diese Kriterien erfüllen, ist nicht ersichtlich. Ein solches Vorgehen wäre auch nicht sachgerecht. Hier besteht zwar grundsätzlich durch die Abbildung der tatsächlichen individuellen Kostenentwicklung je Netzbetreiber eine höhere Treffsicherheit, wobei dies durch die Gefahr der Doppelanerkennung aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten eingeschränkt wird. So sind nicht alle Personalaufwendungen oder alle IT-Aufwendungen mit einer Änderung der Versorgungsaufgabe im Kontext der Energiewende verknüpft. Es würden zudem gerade keine Effizienzanreize gesetzt. Vielmehr würden die Effizienzanreize durch Herausnahme der Kosten aus dem Budgetprinzip sowie dem Effizienzvergleich geschwächt. Es bestünde weder im Basisjahr durch Effizienzvergleich noch im Laufe der Regulierungsperiode ein Effizienzanreiz. Zudem würden Substitutionen zwischen Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und solchen Kostenanteilen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, begünstigt.

7.1.3 Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten:

626 Teilweise schlugen Stellungnahmen auch eine Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten vor, insbesondere mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen. Auch einer solchen Vorgehensweise stehen schon grundsätzliche rechtliche Erwägungen entgegen. Der sog. Katalog volatiler Kosten steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen aufgrund der Volatilität eine Ausnahme vom Budgetprinzip gerechtfertigt ist. Dies ist mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen nicht ersichtlich. Unabhängig davon gelten die vorstehenden Argumente zur Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im Grundsatz in gleicher Weise. Allein unterliegen volatile Kostenpositionen – anders als KA_{nEu}, – dem Effizienzvergleich, womit Effizienzanreize im Basisjahr bestehen.

Entwurf

7.1.4 OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag:

627 Teilweise wurde eine innerperiodische OPEX-Anpassung über einen prozentualen Aufschlag auf die hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgeschlagen. Zur Begründung wurde angeführt, dass es einen Zusammenhang zwischen einem Betriebskostenanstieg und Investitionen gebe, da mit Investitionen auch Veränderung der Versorgungsaufgabe einhergingen. Diesem Ansatz stehen grundsätzliche rechtliche und ökonomische Erwägungen entgegen. Die geringe Treffsicherheit zeigt sich schon daran, dass der absolute Aufschlag in Euro umso höher ausfällt, je höher die hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten für ein und dieselbe Problemstellung sind. Insofern werden Anreize für teure Lösungen gesetzt. Ein prozentualer Aufschlag auf Anschaffungs- und Herstellungskosten entspricht in seiner Wirkung der Erhöhung der Kapitalverzinsung und setzt somit auch Anreize, statt eher OPEX-lastigen Lösungen CAPEX-lastige Lösungen zu wählen, selbst wenn erstere aus Effizienzsicht vorteilhaft wären. Der Ansatz steht dadurch im Widerspruch zu dem Ziel, über den Regulierungsrahmen Anreize zur stetigen Suche nach Optimierungspotentialen und innovativen Lösungsansätzen zu setzen.

628 Zudem würden hier auch bei Ersatzinvestitionen und damit einhergehenden Aktivierungen pauschal Betriebskostenanteile mit gewährt, obgleich diese bereits in den Aufwendungen des Basisjahres abgedeckt sind. Weiterhin ist zu vermuten, dass bei den personal- und IT-intensiven Anpassungen der Versorgungsaufgabe der positive Zusammenhang zum Umfang des aktivierten Sachanlagevermögens gerade nicht besteht.

629 Aus diesen Gründen ist schon der kausale Zusammenhang zwischen einer Erhöhung der Anschaffungs- und Herstellkosten und einer entsprechenden Veränderung der OPEX im Ergebnis zweifelhaft.

630 Die einfache administrative Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber kann diese Nachteile nach Ansicht der Beschlusskammer nicht aufwiegen.

7.1.5 Einführung pauschalierter Härtefallanträge

631 Vereinzelt wurde auch die Einführung eines pauschalierten Härtefallantrags vorgeschlagen. Ein solcher dürfte jedenfalls umso weniger treffsicher sein, je pauschalierter er ist. Aufgrund der Informationsasymmetrien werden ggf. steigende Kosten in Teilprozessen geltend gemacht, während fallende Kosten in anderen Teilprozessen nicht bekannt werden. Je weniger pauschaliert die Prüfung auf den Antrag hin ist, umso näher dürfte diese einer

Entwurf

unterperiodischen Kostenprüfung kommen, welche mit dem Grundansatz der Anreizregulierung nicht vereinbar ist. Eine innerperiodische Kostenprüfung widerspricht dabei nicht nur dem Budgetprinzip. Auch müsste eine solche innerperiodische Prüfung ohne Effizienzvergleich durchgeführt werden, was um den europarechtlich gebotenen Effizienzansprüchen zu genügen eine besonders tiefgehende Prüfung erforderlich machen würde. Auch steht eine Pauschalierung im Widerspruch zum Wesen eines Härtefalls. Denn ein Härtefall ist ein atypischer Sachverhalt, der erheblich vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall abweicht und deshalb Ausnahmeregelungen oder -entscheidungen gerechtfertigt erscheinen lässt. Dieser zielt demnach auf atypische Einzelfälle, in denen auf Grund der begrenzten Anzahl der Fälle gerade keiner oder nur einer geringen Pauschalierung bedarf.

7.1.6 Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor:

632 Vereinzelt wurden Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen, sog. „OPEX-Xgen“. Dieser bestehe im Kern in einer Fortschreibung des historischen, branchenweiten Betriebskostentrends während der Regulierungsperiode, die sowohl von der Preis- und Produktivitätsentwicklung als auch von der Veränderung der Versorgungsaufgabe beeinflusst werden. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung, adressieren Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor nicht die Frage einer Änderung der Versorgungsaufgabe, sondern gerade davon abgegrenzt ausschließlich die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Preis und - Produktivitätsentwicklung.

633 Wie auch in den Stellungnahmen angemerkt, müsste diese inhaltliche Trennung nicht notwendigerweise fortgeführt werden. Der aus der Branche vorgeschlagene sog. „OPEX-Xgen“ begegnet jedoch bezüglich beider hierdurch adressierten Aspekte erheblichen Bedenken.

634 Bezüglich der Funktion des OPEX-Xgen in Hinblick auf die allgemeine Geldwertentwicklung und der Kombination aus sektorspezifischer Preis und – Produktivitätsentwicklung wird dabei auf die Ausführungen zu Tenorziffer 6 und insbesondere auf das Verfahren der Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor verwiesen.

635 Bezüglich der Funktion des OPEX-Xgen in Hinblick auf die Berücksichtigung von Kosten, die aus einer Veränderung der Versorgungsaufgabe resultieren, spricht gemäß der in Abschnitt 7.1

Entwurf

dargestellten Kriterien lediglich die leichte administrative Umsetzbarkeit für dieses Instrument. Mit Blick auf die übrigen Kriterien erweist es sich als weniger geeignet als die Verkürzung der Regulierungsperiode.

636 Wenn auf Werte der Kostenprüfung noch vor einem Effizienzvergleich abgestellt wird, finden auch ineffiziente Kosten Eingang in die Kostenfortschreibung bzw. Ableitung eines Trends. Hiermit verbunden sind Fehlanreize, wenn die Kostenänderungen einzelner oder weniger Netzbetreiber die „Steilheit" des Trends beeinflussen können. So würde die Fortschreibung OPEX-Steigerungen im Basisjahr einer Regulierungsperiode belohnen, spiegelbildlich würden OPEX-Senkungen, also auch Effizienzsteigerungen, zu flacheren Trendverläufen und damit niedrigeren Erlösobergrenzen führen. Im Basisjahr entständen so Fehlanreize, die auch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegenwirken. Die durch das Instrument bestehenden Effizienzanreize zwischen den Basisjahren vermögen diesen Nachteil nicht aufzuwiegen. Dieser Fehlanreiz und die potentiell negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich führt dabei auch zur im Vergleich geringeren Kompatibilität mit der Anreizregulierung.

637 Der beschriebene Fehlanreiz und die Einbeziehungen ineffizienter Kosten in die Trendbildung durch Rückgriff auf Kosten vor der Effizienzvergleichsbetrachtung gehen dabei auch zu Lasten der Treffsicherheit.

638 Gerade bei hoher Dynamik besteht zudem die Gefahr, dass die Extrapolation der OPEX-Entwicklung sich ändernde Umstände gerade nicht oder mit geringerer Treffsicherheit erfasst und unter- oder überschätzt. Insbesondere Trendwenden werden in beide Richtungen nur mit erheblichem Zeitverzug abgebildet. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode bildet die Veränderungen, denen sich ein Netzbetreiber gegenübersieht, insgesamt mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren genau(er) geprüft werden und im Rahmen des Effizienzvergleiches gesamthaft analysiert werden.

7.1.7 Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs:

639 Der VKU hat einen Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag anhand der Koeffizienten der Stochastic Frontier Analysis (SFA) des Effizienzvergleichs vorgestellt. Bei diesem Modell werden die Koeffizienten der SFA als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert. Multipliziert mit dem Wert des Aufwuchses des jeweiligen Vergleichsparameters

Entwurf

ergeben sich die jährlichen (Gesamt-)Mehrkosten je Vergleichsparameter. Mit Bestimmung des OPEX-Anteils an diesen Mehrkosten lasse sich der OPEX-Aufschlag je Vergleichsparameter ableiten. Die Summe der ermittelten OPEX-Aufschläge über alle Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs bilde die gestiegenen Betriebskosten der geänderten Versorgungsaufgabe ab.

640 Ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich erweist sich dabei als am ehesten geeignete Alternative zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode. Im Effizienzvergleich werden auf Grundlage der Gesamtkosten durch eine Kostentreiberanalyse Strukturparameter ermittelt, die die Vergleichbarkeit der im Effizienzvergleich befindlichen Netzbetreiber bezüglich ihrer Versorgungsaufgabe ermöglichen. Sie bilden die Basis zur Ermittlung der effizienten Kosten. Es liegt nahe, dass eine Erhöhung der Strukturparameter im Zeitablauf auch zu einer Erhöhung der effizienten Kosten führen kann. Dies wird unmittelbar mit dem VKU-Anpassungsfaktor abgebildet. Spiegelbildlich gilt auch, dass es keine Erhöhung der Erlösobergrenze aus dem Instrument für OPEX gibt, wenn sich die Strukturparameter nicht erhöhen. Die Berücksichtigung von sinkenden Strukturparametern ist in gleicher Weise grundsätzlich möglich, was – je nach konkreter Ausgestaltung - auch zu einem negativen Betriebskosten-Aufschlag führen kann. Insofern handelt es sich aus Sicht der Beschlusskammer prinzipiell um ein Anpassungsinstrument (vgl. Tenorziffer 3.2). Dies spricht für eine hohe Treffsicherheit des Instrumentes. Die Berücksichtigung sinkender Strukturparameter ginge dabei über den Vorschlag der Branche hinaus. Andernfalls käme es jedoch zu einer asymmetrischen Behandlung.

641 Allerdings kann es auch Unschärfen geben. Im Zeitablauf einer fünfjährigen Regulierungsperiode können sich in einem sich sehr dynamisch entwickelnden Umfeld die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern. Dies kann sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen. Basiert die SFA dabei wie etwa für die vierte Regulierungsperiode für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf einem normiert-linearen Modell, lassen sich die Koeffizienten direkt als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretieren. Bei nicht-linearen Modellen oder Abstellen auf nicht-parametrischen Methoden wären diese abzuleiten. Durch Multiplikation der Koeffizienten des SFA-Modells mit der Änderung des jeweiligen Vergleichsparameters erfolgt die Kostenfortschreibung im Betriebskosten-Aufschlag dabei linear. Daher ist die Treffsicherheit des Betriebskosten-Aufschlages, wenn die Kosten der Netzbetreiber im Rahmen des

Entwurf

Effizienzvergleiches am besten durch lineare Modelle abgebildet werden, höher, als wenn die Kosten am besten durch etwa nicht-lineare Modelle abgebildet werden. Ist der Zusammenhang zwischen Kostenentwicklung und Vergleichsparametern nicht-linear, führt eine lineare Extrapolation zu Unschärfen. Dabei sind systematische Über- oder Unterschätzungen möglich. Zudem umfasst der Effizienzvergleich nicht nur die OPEX, sondern auch die Kapitalkosten der Netzbetreiber sowie volatile Kostenanteile als Teil der OPEX. Da über den Betriebskosten-Aufschlag nur Änderungen in Bezug auf Kosten adressiert werden sollen, die nicht ohnehin der innerperiodischen Anpassung unterliegen, ist eine Herunterskalierung von Gesamtkostenbetrachtung auf OPEX-Betrachtung ohne volatile Kostenanteile erforderlich, was ebenfalls zu Unter- oder Überschätzungen führen kann.

642 Durch die Verwendung der effizienten Kosten aus dem Effizienzvergleich ist die Anpassung unabhängig von den tatsächlichen Kosten, so dass Effizienzanreize durch das Instrument selbst durchaus gesetzt werden.

643 Im Vergleich zum bisherigen System ist das Instrument zwar mit einem zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden. Dieser entsteht für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber insbesondere durch die erstmalige Implementierung und die laufende Übermittlung und ggf. Plausibilisierung von Strukturparameterwerten. Die Strukturparameterwerte liegen für Netzbetreiber im Regelverfahren aber grundsätzlich vor, so dass insoweit kein erheblicher Aufwand entsteht. Gerade im Vergleich zum sog. „Wachstumsausgleich“ müssen die Standardkosten für bestimmte Prozesse jedoch nicht aufwändig durch die Netzbetreiber oder die Behörde ermittelt werden, sondern ergeben sich unmittelbar objektiv aus dem Effizienzvergleichsmodell, bzw. würden bei Rückgriff auf nicht-lineare SFA-Modelle oder nicht-parametrischen Methoden aus dem Effizienzvergleich abgeleitet.

644 Allerdings zeigt sich auch der Betriebskosten-Aufschlag – wie andere Einzelinstrumente – als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung, insbesondere dem Budgetprinzip. Diesem ist gerade die Entkopplung der Erlöse von den Kosten inhärent. Damit verbunden ist zugleich, dass die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist und das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden sollte. Wenn durch zunehmende Dynamik die Repräsentativität des Basisjahres im Verlauf der Regulierungsperiode in einem potentiell nicht mehr angemessenen Maße abnimmt bzw. in

Entwurf

Frage gestellt wird, ist insofern eine schnellere Abfolge von Basisjahren bei kürzeren Regulierungsperioden vorzugswürdig. Einer insgesamt gesteigerten Dynamik bei Kosten und Strukturen wird dann zugleich durch schnellere Abfolge von Kostenprüfung und dem Effizienzvergleich der Netzbetreiber untereinander begegnet. Eine innerperiodische Anpassung durch den Betriebskosten-Aufschlag – insofern also ein Aufweichen des Basisjahr-Budget-Zusammenhangs – ohne gleichsam potentielle Dynamiken auch beim Effizienzkostenmaßstab zu reflektieren, erscheint im Vergleich dann unvollständig und schlechter mit dem Ansatz der Anreizregulierung vereinbar.

645 Auch die bereits in den Stellungnahmen enthaltenen Forderungen in Hinblick auf vorgetragene Kostenremanenzen – die im Rahmen der entsprechenden Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG zur Umsetzung und näheren Ausgestaltung der Anpassung der Betriebskosten nach Tenorziffer 3.2 für die fünfte Regulierungsperiode zu würdigen sein werden – zeigen anschaulich die im Vergleich bessere Kompatibilität mit der Anreizregulierung der Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber dem Betriebskosten-Aufschlag.

646 Der Vortrag aus den Stellungnahmen, der Betriebskosten-Aufschlag reduziere den Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, überzeugt die Beschlusskammer nicht. Dieser Anreiz bestände mit Betriebskosten-Aufschlag, bei ansonsten unveränderten Bedingungen, fort. Entsprechende Anreize resultieren darüber hinaus aus der Möglichkeit, auch ein explizit als ineffizient hoch erkanntes Kostenniveau temporär über Netzentgelte refinanzieren zu können.

7.1.8 Verkürzung der Regulierungsperiode:

647 Zwar erscheint ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich als ehesten geeignete Alternative zur Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Beschlusskammer hält allerdings eine Verkürzung der Regulierungsperiode weiterhin für vorzugswürdig. Wesentlich ist insoweit die bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizienzanreizen. Dabei ist die zusammenfassende Bewertung zur Treffsicherheit – entgegen einiger Stellungnahmen – nicht so zu verstehen, dass diese im Einzelnen identisch wäre. In diese Bewertung wurde insbesondere schon einbezogen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode etwas langsamer auf die Dynamik reagiert und es damit zwischenzeitlich, wie es Wesen des Budgetprinzips ist, vorübergehend zu einem Unter-, oder Überschreiten der tatsächlichen Kosten kommen kann, auch wenn diese effizient sind. In Bezug auf die

Entwurf

Anpassung selbst führen Kostenprüfung und Effizienzvergleich allerdings zu einer deutlich höheren Treffsicherheit als der Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich (siehe zu den Einschränkungen Rn. 640). In der Vergangenheit war beispielsweise jedenfalls direkt nach dem Basisjahr kein branchenweiter Anstieg der OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse zu beobachten. Auch der geringere Umsetzungsaufwand einer Implementierung und Abwicklung einer Betriebskosten-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich gegenüber einer Verkürzung der Regulierungsperiode vermag die inhaltliche Vorzugswürdigkeit einer Verkürzung der Regulierungsperiode nicht aufzuwiegen (siehe hierzu auch Abschnitt 7.1.7). Unabhängig davon hat sich die Beschlusskammer vor dem Hintergrund des administrativen Mehraufwands mit Vereinfachungen im Rahmen der Verkürzung der Regulierungsperiode beschäftigt (siehe hierzu Rn. 657 ff.). Das heißt nicht, dass die genannten Vereinfachungen durchgängig nur bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode umsetzbar wären. Teilweise werden diese allerdings auch spezifisch durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglicht. Einem administrativen Mehraufwand aus kürzeren Regulierungsperioden und damit auch häufigeren damit verbundenen Verfahren wirkt die Schwächung des Basisjahreffektes entgegen, wodurch die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres dosierter erfolgen kann. Dies wirkt mindernd auf den administrativen Aufwand sowohl auf Seiten von Netzbetreibern als auch auf Seiten von Regulierungsbehörden.

648 Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente machen die Regulierung komplexer. Diese führen regelmäßig zu Folgefragen und Folgeproblemen wie Fehlanreizen, denen wiederum mit weiteren Anpassungen zu begegnen ist. Die Tendenz ist dann eine Mikroregulierung, die nicht nur das Budgetprinzip aushöhlt, sondern auch ein hochkomplexes System schafft, welches nur schwer verständlich ist. Dies verstärkt die Informationsasymmetrie und ist mit Blick auf das unionsrechtliche Gebot, anhand transparenter Kriterien die Methoden festzulegen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL), zu vermeiden. Mikroregulierung birgt auch das Risiko, dass es zu Doppelanerkennungen kommt und bei Anpassungen Kostensenkungen an anderer Stelle außer Betracht bleiben. Komplexität ist hierbei – entgegen mehrerer Stellungnahmen – nicht mit administrativem Aufwand bei der Umsetzung von Einzelinstrumenten gleichzusetzen. Vielmehr geht es um die Auswirkungen eines zerfasernden Regelungssystems, was letztlich auch den Aufwand erhöht. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglicht demgegenüber, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können,

Entwurf

ohne zugleich das Budgetprinzip der Anreizregulierung durch Einzelinstrumente einzuschränken. Zwar reagiert eine Verkürzung der Regulierungsperiode im Vergleich zur Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus etwas langsamer auf die Dynamik. Dafür bildet eine Verkürzung der Regulierungsperiode die Veränderungen mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren regelmäßiger in ihrer tatsächlichen Höhe bemessen in den Prozess eingehen. In der Vergangenheit war jedenfalls direkt nach dem Basisjahr kein branchenweiter Anstieg der OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse zu beobachten. Einzelne Kostenpositionen können sich zudem zwischen Unternehmen aufgrund von Veränderungen in der Versorgungsaufgabe, gesetzlichen Anforderungen und Preisen oder auch technologischem Fortschritt sehr unterschiedlich entwickeln. Einzelne Kostenpositionen können steigen, während andere sinken. Dies ist mit einem OPEX-Anpassungsmechanismus nur mit geringerer Treffsicherheit abbildbar.

649 Dies gilt auch für den Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich. Im Zeitablauf einer fünfjährigen Regulierungsperiode können sich die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern. Zudem ist eine Skalierung vorzunehmen, da der Effizienzvergleich auch CAPEX und volatile Kostenanteile berücksichtigt. Soweit der Effizienzvergleich keine lineare bzw. normiert-lineare SFA umfasst, müssen zudem effiziente Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters abgeleitet werden. Dies kann sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen. Für eine vertiefende Darstellung sei auf Randnummer 640 verwiesen. Insofern ist eine in den Stellungnahmen postulierte insgesamt höhere Treffsicherheit oder auch insgesamt höhere durchschnittliche Treffsicherheit des Betriebskosten-Aufschlags nach Ansicht der Beschlusskammer gerade nicht gegeben.

650 In der Abwägung ist auch zu berücksichtigen, dass auch bei einem dreijährigen Prüfzyklus weiterhin Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode erfolgen. Die Erlösobergrenze wird – wie bisher – im Hinblick auf Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und volatile Kostenanteile angepasst. Zudem werden Veränderungen der Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich abgebildet.

651 Der Budgetansatz bei den OPEX setzt weiterhin einen Effizienzanreiz für OPEX. Dieser Effizienzanreiz ist zwar umso höher, je länger die Regulierungsperiode ist. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode profitieren damit Unternehmen kürzer von ihren Kostensenkungen. Andererseits erfolgen häufigere Kostenprüfungen, und es ergeben sich eine

Entwurf

Reihe an Faktoren, die einen positiven Effizienzanreiz setzen, wenn die Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem mit der kürzeren Regulierungsperiode gleichlaufenden Abbaupfad für identifizierte Ineffizienzen einhergeht: Der beschleunigte Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern. Der bisher gegebene Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, um aus dem erhöhten Erlösniveau Zusatzgewinne zu vereinnahmen, wird durch die kürzere Dauer der Regulierungsperiode und den ggf. schnelleren Abbaupfad reduziert. Wie unter Abschnitt 6 ausgeführt, erfüllt der Effizienzvergleich seine Aufgabe umso besser, je schwächer dieser Basisjahranreiz ist.

652 Auch durch den Effizienzvergleich werden die Erlöse von den eigenen Kosten des Netzbetreibers entkoppelt. Mit den Kapitalkosten und den volatilen Kosten unterliegt ein wesentlicher Anteil der Kosten von Netzbetreibern nicht dem Budgetprinzip, wohl aber dem Effizienzvergleich. Für diese Kosten werden die Anreize aus dem Effizienzvergleich mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode erhöht. Wie hoch das Potenzial ist, kann zwar nicht abgeschätzt werden. Es ist aber gerade Aufgabe, über den „simulierten Wettbewerb“ (§ 21 Abs. 2 Satz 3 EnWG) Effizienzpotenziale offenzulegen, die dem Regulierer bei einer Kostenprüfung allein aufgrund von Informationsasymmetrien verborgen bleiben.

653 Hinsichtlich der Kapitalkosten werden effiziente Finanzierungsanreize zukünftig auch über einen WACC gesetzt. Darüber hinaus dürften die Effizienzpotenziale bei den Kapitalkosten umso höher sein, je mehr das Netz erneuert oder ausgebaut werden muss. Gerade in Zeiten hoher Dynamik sollte daher nach Überzeugung der Beschlusskammer der unionsrechtlich gebotene Effizienzanspruch nicht in den Hintergrund treten.

654 Weiterhin reduziert sich bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode der Anreiz zur Umsetzung von kapitalintensiven Lösungen, auch wenn opexintensive Lösungen kosteneffizienter sind. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode würden Ineffizienzen der Gesamtkosten früher identifiziert und bei einer Verkürzung des Abbaupfades stärker sanktioniert.

655 Zudem sind weiterhin erhebliche Basisjahreffekte zu beobachten. Diesbezügliche Fehlanreize würden bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode und gleichzeitiger Verkürzung des Abbauzeitraumes für Ineffizienzen geschwächt.

656 Auf drei Jahre verkürzte Regulierungsperioden erlauben auch allgemein die schnellere Anpassung der Erlösobergrenzen an neue Entwicklungen, ohne dass dafür zusätzliche

Entwurf

Anpassungen des Regulierungssystems notwendig sind und alle Entwicklungen vorhergesehen werden müssten.

657 Die Beschlusskammer verkennt dabei nicht, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, was wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung und den weiteren Verfahren im Rahmen der Anreizregulierung erfordert.

658 Eine Verkürzung dieses Prozesses und insbesondere ein Ausbleiben signifikanter Verzögerungen erscheint unter den bisherigen Rahmenbedingungen kaum möglich. Grund sind die grundsätzliche Dauer des Kostenprüfungsprozesses sowie die Verzögerungen, die sich im Laufe der Kostenprüfung und der Effizienzwertermittlung ergeben. In der Kostenprüfung fallen diverse Prüfungsschritte an, die aufgrund der komplexen Ausgestaltung der Entgelt- und Anreizregulierungsverordnungen viel Zeit benötigen. Es erfolgt bisher eine aufwändige Prüfung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, hier insbesondere der Personalzusatzkosten. Dazu zählen auch Prüfungen auf Besonderheiten im Basisjahr aufgrund des Anreizes für Netzbetreiber, OPEX in das Basisjahr zu verschieben. Des Weiteren muss die Finanzierungsstruktur der Netzbetreiber bislang für jeden Einzelfall geprüft werden, gleiches gilt für die Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. Auch der gesamte Prozess beim Effizienzvergleich nimmt aufgrund zahlreicher Faktoren viel Zeit in Anspruch. Dazu zählen beispielsweise die Erhebung umfangreicher Datensätze, Plausibilisierung der Daten, Zusammenarbeit mit externem Gutachter, Rechnen verschiedener Methoden (SFA, DEA), insbesondere auch (nachträgliche) Fehlerkorrekturen und ausstehende Zulieferungen.

659 Die vorgesehenen Änderungen des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Einführung eines WACC, einer Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens sowie der deutlichen Verschlankung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (bisher: dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten), und der Wegfall des Stichtages für den Abschluss von Versorgungsleistungen führen zu einer administrativen Entlastung der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden und werden so eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

660 Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst schwindet außerdem die Bedeutung des Basisjahrs und damit Optimierungspotenzial und Optimierungsanreiz der Netzbetreiber. Das hat zur Folge, dass die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres weniger intensiv erfolgen kann. Das Verschiebepotenzial der Netzbetreiber in das Basisjahr würde begrenzt und die Strategie überhöhter Basisjahrwerte wäre durch die schnellere und stärkere

Entwurf

Sanktionierung auch weniger attraktiv und der Effizienzvergleich auch dadurch gestärkt. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres“ könnte insofern dosierter erfolgen. Die Verkürzung der Regulierungsperiode wird dadurch selbst zum Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung.

661 Ergänzend werden im Rahmen der Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich und zum Produktivitätsfaktor Optionen diskutiert, die eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

662 Darüber hinaus wird – wie auch in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST mehrfach angemerkt - eine weitere Verbesserung von Prüfprozessen angestrebt. Weitere Vereinfachungen und Beschleunigungen können sich durch die Ausgestaltung von Prozessen als Anzeige- statt als Antragsverfahren ergeben. Mit Blick auf die angeregte Implementierung von Genehmigungsfiktionen ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Netznutzer ein berechtigtes Interesse an einer Überprüfung haben, wenn ein Verfahren schon als Antragsverfahren ausgestaltet ist. Damit wäre es jedenfalls nicht ohne Weiteres vereinbar, dass sich Verzögerungen aus der Sphäre der Behörde im Wege der Fiktion potentiell durch unterbleibende Prüfung zu Lasten der Netznutzer auswirken können. In Bezug auf die konkrete Anregung einer Genehmigungsfiktion beim Antragsverfahren zum Regulierungskonto wird zudem auf die Ausführungen zu Tenorziffer 14.6 verwiesen.

663 In Stellungnahmen wurden Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem grundsätzlich begrüßt. Gleichzeitig wurden Pauschalierungen und Standardisierung mit der Begründung kritisiert, diese gingen zu Lasten der Sach- und Einzelfallgerechtigkeit. Diese Festlegung legt allerdings nur den zukünftigen Regulierungsrahmen fest, der wie die abstrakt-generelle Regelung der ARegV einen hohen Abstraktionsgrad aufweist. Soweit etwaige Pauschalierungen und Standardisierung bei der Kostenprüfung und weiteren Prüfprozessen kritisiert wurden, sind diese Prüfprozesse wie auch die teilweise kritisierte Prüfpraxis nicht Gegenstand dieser Festlegung. Um dennoch zu gewährleisten, dass die erforderlichen und angestrebten Vereinfachungen und Beschleunigungen der Prüfprozesse eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglichen, wird gerade eine Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode festgelegt und es werden die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente evaluiert (vgl. Tenorziffer 3.3). Dabei sind – entgegen mehrerer Stellungnahmen – angesichts der Zahl von über 800 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern Pauschalierungen und Standardisierungen gerade geboten, um mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten. Auch bei

Entwurf

Pauschalierungen und Standardisierungen wird dabei ein angemessenes Regulierungsergebnis, auch bezogen auf den einzelnen Netzbetreiber, gewährleistet.

664 Der Einwurf in mehreren Stellungnahmen, Pauschalierungen und die Verkürzung an sich führten zu Unsicherheiten, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Dies gilt insbesondere für den Schluss, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen würden gefährdet, sowie den Vorwurf, stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen blieben bei der Bewertung der Verkürzung außer Betracht. Dies ist gerade nicht der Fall. Vielmehr wird diese Zielsetzung durch das Kriterium der Treffsicherheit bei der Bewertung abgebildet. Durch dieses werden gerade die Kostenorientierung, aber auch die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze in den Blick genommen (s.o.). Damit ist es für die Gesamtabwägung wesentlich und wird gewährleistet, dass Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt sind. Zusätzlich werden durch den Kapitalkostenaufschlag Neuinvestitionen weiterhin ohne Zeitverzug und ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze berücksichtigt und Kapitalkosten gerade besonders adressiert.

665 In Bezug auf die Kritik an Nachweis- und Berichtspflichten wird auf die Begründung der jeweiligen Regelung dieser Pflichten verwiesen. Schon aus Rechtsgründen sind diese, unabhängig vom Ziel der Bürokratieentlastung, auf notwendige Nachweise, Datenmeldungen und Berichte beschränkt. Soweit in Stellungnahmen speziell gefordert wurde, die Kostennachweispflichten zu verringern, wird auf das Verfahren der Festlegung StromNEF verwiesen.

666 In den Stellungnahmen wurde auch eingefordert, dass es regulatorisch keinen Unterschied machen solle, ob eine eher CAPEX- oder eher OPEX-basierte Technologie eingesetzt werde. Damit verknüpft war die Forderung auf Cloud-Dienstleistungen basierende IT-Kosten als Investitionen anzuerkennen. Statt einer solchen systemwidrigen Anerkennung von OPEX als CAPEX, bietet die Verkürzung der Regulierungsperiode die Möglichkeit, derartige Verschiebungen in kürzeren Abständen zu erfassen und zugleich der Effizienzbetrachtung zuzuführen. Für andere geforderte Einzelinstrumente und Antworten auf neue Aufgaben liefert die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenfalls eine systematische Lösung ohne den Budgetansatz aufbrechen zu müssen. Auch in der Historie der Anreizregulierungsverordnung wurden immer wieder Sonderregelungen zur Kostenanerkennung für neue oder sich ändernde Sachverhalte gefordert und teils mittels Verordnungsänderungen etabliert. Die Verkürzung

Entwurf

der Regulierungsperiode bietet hingegen systematisch Abhilfe, ohne zugleich Eingriffe in den Regelungsrahmen vornehmen zu müssen.

667 Der vielfach und wiederholt vorgebrachte Einwand, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht ausreiche, um auf die verschärfte Dynamik zu reagieren, und auch der Verweis auf einen durchschnittlichen Zeitverzug von fünf Jahren, der lediglich auf vier Jahre verkürzt werde, überzeugt die Beschlusskammer weiterhin nicht. Über die Dauer der Regulierungsperiode ist unter Abwägung von Vor- und Nachteilen und unter Berücksichtigung von ggf. komplementierenden Elementen zu entscheiden. Aus Sicht der Beschlusskammer bildet eine dreijährige Regulierungsperiode einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits über das Budgetprinzip. Eine noch schnellere Anpassung an sich ändernde Umstände würde zwar eine darüberhinausgehende Verkürzung der Regulierungsperioden ermöglichen. Bereits gegen die Verkürzung auf drei Jahre wurden jedoch erhebliche Bedenken zum Ausdruck gebracht. Mindestens weite Teile dieser Bedenken würden dann in gesteigerter Form einer weiteren Verkürzung auf etwa zwei Jahre begegnen. Eine weitergehende Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre wird daher derzeit von der Beschlusskammer nicht angestrebt. Hierbei wird insoweit auch den Bedenken gegen die Verkürzung Rechnung getragen. In Bezug auf Verweise auf durchschnittliche Zeitverzüge oder etwa auch Zeitverzüge, die bei direkt nach dem Basisjahr auftretenden OPEX-Aufwüchsen entstehen würden, ist zudem anzumerken, dass insbesondere die beiden Jahre, die in fünfjährigen Regulierungsperioden am weitesten vom Basisjahr entfernt sind, durch die Verkürzung adressiert werden. Soweit monoton steigende Kostenverläufe vorlägen, würden insofern gerade die Jahre mit der größten Abweichung vom Basisjahrwert adressiert. Schließlich sind die als Alternativen zur Verkürzung diskutierten Optionen nach Abwägung der Beschlusskammer weniger geeignet.

668 Auch dem Vortrag, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen unzureichend sei, weil Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam würden, folgt die Beschlusskammer nicht. Forderungen nach einer innerperiodischen Anpassung der Betriebskosten werden insbesondere mit der Kostenentwicklung in Bereichen IT und Personal aufgrund der verschärften Dynamik der

Entwurf

Energiewende begründet. Soweit etwa zusätzliches Personal für neue Aufgaben und Prozesse oder für bestehende, aber anwachsende Aufgaben, wie beispielsweise Antragsbearbeitung und -prüfung von EE-Anschlussbegehren oder gesteigertem Netzausbaubedarf im Zuge der Energiewende benötigt wird, werden derartige Kosten über die Basisjahrsystematik im Budget erfasst. Selbst quantitative Niveausprünge, etwa bei der Antragsbearbeitung, führen somit gerade nicht zu einer systematischen Unterdeckung, da die Kosten mit Durchlaufen eines Basisjahres in die Budgetbildung eingehen. Flacht die Dynamik im Zeitverlauf wieder ab oder werden durch zunehmende Erfahrung, Weiterentwicklung oder Digitalisierung von Abläufen eingespielte Prozesse weniger personalintensiv, werden über das Budgetprinzip nach dem Basisjahr sinkende OPEX spiegelbildlich auch nicht unmittelbar wieder abgeschöpft. Insoweit ist die Möglichkeit von Kostenunter- und Kostenüberdeckung dem Budgetansatz inhärent. Zugleich steht für die Etablierung neuer Prozesse oder Umsetzung von Projekten, beispielsweise die Digitalisierung einzelner Prozesse, zusätzlich eingestelltes Personal nach Abschluss dieser Prozesse und Projekte für weitere Aufgaben zur Verfügung. Insoweit machen neue Anforderungen und Aufgaben und damit selbst eine dauerhafte Dynamik gerade nicht Jahr für Jahr jeweils zusätzliches Personal notwendig und es entsteht gerade keine systematische Kostenunterdeckung. Die Verkürzung der Regulierungsperiode mindert gleichwohl auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Unterdeckung zu Lasten der Netzbetreiber und spiegelbildlich dann auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Überdeckung zu Lasten der Netznutzer.

669 Zu der in den Stellungnahmen bemängelten Schwächung der Effizienzanreize durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode kann auf die Ausführungen unter Rn. 651 und 652 verwiesen werden. Ein vermeintlicher erheblicher Widerspruch zwischen den Tenorziffern 2.3 und 2.1 oder gar eine Abschaffung oder Aushöhlung der Anreizregulierung besteht nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht. Die Beschlusskammer hatte ihrerseits in die Erwägungen bereits die Erkenntnis eingestellt, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode einen der Grundsätze der Anreizregulierung abschwächt: Der Anreiz für den Netzbetreiber, Kosten gegenüber dem Ausgangsniveau und dem daraus abgeleiteten Budget zu senken, weil er die Kostenunterschreitung als Zusatzerlös behalten darf, sinkt durch die Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Kammer ist jedoch nicht der Auffassung, dass insofern von einer Inkompatibilität mit dem Instrument der Anreizregulierung gesprochen werden könnte. Es wird lediglich ein gegebener Anreiz abgemildert, der seinerseits gleichzeitig auch ungewollte Nebenwirkungen zur Folge hatte, nämlich den mehrfach thematisierten Anreiz für den

Entwurf

Netzbetreiber, Kosten insbesondere ins Basisjahr zu verschieben und dadurch Zusatzerlöse zu generieren, ohne dass diese dem Netzkunden langfristig zu Gute kämen, in dem in der Folgeperiode tatsächlich eine Verringerung des Ausgangsniveaus konstatiert werden könnte. Die Erkenntnisse der Prüfpraxis der Bundesnetzagentur zeigen, dass es trotz der Möglichkeit intensiver Kostenprüfungen und trotz der Möglichkeit Besonderheiten des Basisjahres zu berücksichtigen und auszugleichen nicht gelingt, den Informationsvorsprung der Netzbetreiber hinreichend abzuschwächen und den typischen „Badewanneneffekt“ einer Kostensteigerung gerade im Basisjahr zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund ist die Schwächung des Kostensenkungsanreizes ambivalent zu bewerten und mit der Schwächung des Basisjahreffekts ins rechte Verhältnis zu setzen. Von einer Inkompatibilität mit den Grundsätzen der Anreizregulierung ist nach Abwägung diese Gesichtspunkte nichtauszugehen.

670 Entgegen der in den Stellungnahmen vorgebrachten Kritik, rechnet die Beschlusskammer ohnehin vorgesehene Vereinfachungen nicht einseitig positiv der Verkürzung der Regulierungsperiode zu. Jedoch ist die Beschlusskammer überzeugt, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, die wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung voraussetzt. Diese Einschätzung spiegelt sich auch in den Stellungnahmen wider. Da Vereinfachungen notwendige Bedingung der Verkürzung sind, ist es aus Sicht der Beschlusskammer notwendig, diese auch bei der Bewertung der Option Verkürzung der Regulierungsperiode in die Abwägung mit einzubeziehen. Käme die Beschlusskammer etwa zu dem Ergebnis, dass es grundsätzlich nicht möglich wäre, den Prüfzyklus im notwendigen Maße zu beschleunigen, wäre die Verkürzung zwangsläufig keine in Betracht kommende Maßnahme. Dies ist jedoch gerade nicht der Fall.

671 Bezüglich der in Stellungnahmen zum Ausdruck gebrachten Befürchtung, dass die beabsichtigten Vereinfachungen nicht ausreichen würden, um den verkürzten Prüfzyklus zu ermöglichen, wird auf die in Tenorziffer 3.3 vorgesehene Evaluierung verwiesen.

672 Soweit in Stellungnahmen in Bezug auf die Dauer der Regulierungsperiode auf die Regulierungspraxis in anderen Mitgliedstaaten verwiesen wurde, ist diese Praxis zunächst nicht verbindlich für die Entscheidung. Der Beschlusskammer ist allerdings bewusst, dass sich eine Regulierungsperiode von drei Jahren eher am unteren Rand der Regulierungspraxis in

Entwurf

anderen Mitgliedstaaten bewegt, wobei sich eine fünfjährige Regulierungsperiode ebenso wenig in der Mitte, sondern eher am oberen Rand bewegt.[43]

673 Abschließend ist anzumerken, dass die Empfehlung des *ACER report on network tariff practices* vom 26.03.2025, dem nach Art. 18 Abs. 10 Strom-VO gebührend Rechnung zu tragen ist, der Verkürzung der Regulierungsperiode nicht entgegensteht. Unter Abschnitt 6.1 des Berichts heißt es, dass die Dauer der „tariff methodology period" mindestens vier Jahre betragen solle. Diese Empfehlung bezieht sich indes nicht auf die Dauer der Regulierungsperiode als solches, sondern auf die Dauer, für die die Bedingungen und Methoden der Regulierung festgelegt werden. Dieses Begriffsverständnis legt bereits der Wortlaut („methodology") nahe. Bestätigt wird dies auch durch die ergänzenden Informationen in Abbildung 27 des Berichts. So heißt es dort, dass es in Deutschland in Bezug auf die Dauer der „tariff methodology period" keine definierte Periode gebe. Die bisher durch die ARegV und StromNEV und in Zukunft durch Festlegungen der Bundesnetzagentur aufgestellten Bedingungen und Methoden der Regulierung unterliegen grundsätzlich keiner zeitlichen Beschränkung bzw. definierten Periode.

7.1.9 Verkürzung der Regulierungsperiode in Kombination mit einer Anpassung der OPEX

674 Jedenfalls bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode ist zusätzlich ein weiterer Mechanismus zur innerperiodischen Anpassung an steigende und sinkende Betriebskosten nicht erforderlich. Hier ist eine Abbildung im Rahmen des Budgetprinzips auch in einem zunehmend dynamischen Umfeld mit Kostenänderungen im OPEX-Bereich ausreichend, zumal Kostenänderungen nicht einseitig mit Kostensteigerungen gleichzusetzen sind. Eine gewisse Pauschalität liegt in der Natur des über die Erlösobergrenze zur Verfügung gestellten Budgets, das - anders als ein kostenscharfer Ansatz - zu Über- und Unterdeckungen führen kann. So werden auch gegenüber dem Basisjahr reduzierte Betriebskosten nicht in den einzelnen Erlösobergrenzen nachgetragen. Das Budgetprinzip kann sich in den einzelnen Regulierungsperioden für die Netzbetreiber damit grundsätzlich sowohl wirtschaftlich vorteilhaft als auch nachteilig auswirken. So kann jedenfalls in der Gesamtbetrachtung aller beeinflussbaren Kosten wegen gegenläufiger Entwicklungen einzelner Positionen der Höhe nach das zur Verfügung gestellte Budget zur Deckung sämtlicher Ist-Kosten auskömmlich

[43] Vgl. CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024 vom 03.02.2025, S. 168.

Entwurf

sein.[44] Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode wird der Zeitraum, in dem die Netzbetreiber das Risiko von Unterdeckungen tragen und die Chance zu Überdeckungen erhalten, verkürzt und damit insgesamt die Risken vor dem Hintergrund eines zunehmend dynamischen Umfelds reduziert. Daneben ist in der Abwägung, ob zusätzlich ein Mechanismus zur innerperiodischen OPEX-Anpassung erforderlich ist, zu berücksichtigen, dass auch bei einem dreijährigen Prüfzyklus weiterhin Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode erfolgen (siehe hierzu Rn. 650).

675 Unabhängig davon führt die in Stellungnahmen angeregte Prüfung der Kombination der Verkürzung der Regulierungsperiode mit einer Option zur innerperiodischen Anpassung der Betriebskosten auch in der Sache nicht zu einem anderen Ergebnis. Es wurden zur Prüfung insbesondere die Kombinationen aus Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs mit einer Verkürzung, eines sog. „Wachstumsausgleiches“ mit einer Verkürzung und eines OPEX-Xgens nahegelegt.

676 Die Kombination Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode weist insgesamt - auch im Vergleich zur isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode - zwar tendenziell eine höhere Treffsicherheit auf. Änderungen bei den identifizierten Kostentreibern und mit ihnen verknüpften Kosten im Zeitablauf wären bei einer dreijährigen Regulierungsperiode geringer als bei einer fünfjährigen. Eine resultierende Überschätzung oder Unterschätzung der Kosten wäre entsprechend im Vergleich geringer. Insofern spricht das Kriterium Treffsicherheit tendenziell für eine Kombination beider Elemente. Zu beachten ist dabei jedoch, dass zukünftige Effizienzvergleiche nicht notwendigerweise eine SFA mit normiert-linearem Modell aufweisen werden. Falls dies nicht der Fall wäre, würde dies, aufgrund der dann notwendigen Ableitung effizienter Kosten je Einheit eines Strukturparameters, die Treffsicherheit vermindern.

677 Bezüglich der Effizienzanreize wird auf die Darstellung bei der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Hier ergeben sich durch die Kombination aus Verkürzung und Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs weder geschwächte noch gestärkte oder beispielsweise doppelte Effizienzanreize.

[44] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 83.

Entwurf

678 Bezüglich des administrativen Aufwands wird auf die Ausführungen beim Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Die dort jeweils dargelegten Argumente gelten dabei auch bei Kombination der beiden Elemente fort. Sie verstärken oder schwächen sich jedoch nicht gegenseitig. Im Vergleich zur alleinigen Verkürzung der Regulierungsperiode ist der administrative Aufwand bei Kombination der beiden Elemente höher.

679 Auch bezüglich der Kompatibilität mit der Anreizregulierung gelten die Ausführungen zum Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und der Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils fort. Der Betriebskosten-Aufschlag zeigt sich – wie andere Einzelinstrumente – als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung, in dem die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist und das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden sollte. In der Folge ist die isolierte Verkürzung der Regulierungsperiode einer Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und Betriebskostenanpassung in Hinblick auf das Kompatibilitätskriterium überlegen.

680 Zudem wurde in den Stellungnahmen eine Ungleichbehandlung von Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern abgelehnt. Klarstellend stellt eine differenzierte Behandlung unterschiedlicher Sachverhalte (hierzu auch Abschnitt II, 7.2 der Festlegung RAMEN Gas (GBK-25-01-2#1)) keine Ungleichbehandlung dar. Unterschiedliche Vorgehensweise zwischen den Sektoren sind vielmehr aus sachlichen Gründen geboten. Dies kommt auch durch die sektorspezifische Aufteilung des Festlegungsverfahrens RAMEN zum Ausdruck. Gleichwohl hält die Beschlusskammer an dem Ziel fest, nach Möglichkeit parallellaufende Regulierungsrahmen zwischen den Sektoren vorzusehen. Die übergangsweise Einführung des Betriebskosten-Aufschlag in der fünften Regulierungsperiode rechtfertigt sich dabei damit, dass, ebenfalls übergangsweise, die fünfte Regulierungsperiode noch einmal fünf Jahre dauert. Da die Verkürzung der Regulierungsperiode angemessen und auch ausreichend ist, um auf die weiterhin zu erwartende verschärfte Dynamik der Energiewende zu reagieren, kann auch dem Ziel der weitgehenden Parallelität zwischen den Regulierungssystemen der Sektoren durch Wirksamwerden der Verkürzung mit der sechsten Regulierungsperiode auch wieder stärker Rechnung getragen werden. Die stattdessen ebenfalls im Rahmen der Stellungnahmen geforderte Ausweitung der

Entwurf

Betriebskostenanpassung auf den Gassektor ist im Vergleich weniger geeignet, um die weitgehende Parallelität zwischen den Sektoren zu erreichen. So ist im Gassektor die Anwendung einer Betriebskostenanpassung auf Basis der SFA-Koeffizienten bereits bei isolierter Betrachtung weniger geeignet als im Stromsektor. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen in der Festlegung RAMEN Gas Abschnitt II, 7.1 verwiesen.

681 In der Gesamtschau ist als Ergebnis der Abwägung der Beschlusskammer die Verkürzung der Regulierungsperiode ohne gleichzeitige Anwendung des Betriebskosten-Aufschlags im Vergleich zur Verkürzung der Regulierungsperiode mit Anwendung des Betriebskosten-Aufschlags vorzuzugswürdig. Bezüglich der Effizienzanreize sind beide Optionen gleich zu bewerten. Durch die im direkten Vergleich geringere Kompatibilität des Betriebskosten-Aufschlags mit der Anreizregulierung ist die Kombination der beiden Optionen der isolierten Verkürzung unterlegen. Zudem ergibt sich durch Kombination der beiden Optionen ein erhöhter administrativer Aufwand gegenüber einer isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Steigerung der Treffsicherheit vermag diese Nachteile nicht aufzuwiegen, zumal hierbei ebenfalls nur der zusätzliche Beitrag zur Treffsicherheit der Betriebskostenanpassung bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode maßgeblich ist. Zusätzlich dient die Beschränkung des Betriebskosten-Aufschlages auf die Übergangsphase der fünften Regulierungsperiode dem Ziel, die Regulierungsrahmen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber möglichst parallellaufend auszugestalten.

682 Im Analogieschluss folgt unmittelbar auch, dass die Abwägung zwischen der Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und Wachstumsausgleich sowie der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode zu Gunsten der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode ausfällt.

683 Die oben unter Rn. 621 und 623 zur Treffsicherheit, administrativer Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit der Anreizregulierung des Wachstumsausgleichs vorgebrachten Kritikpunkte behalten ihre Gültigkeit auch bei Kombination des Instrumentes mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode.

684 Bezüglich der Effizienzanreize wird auf die Darstellung bei der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Hier ergeben sich durch die Kombination aus Verkürzung und Wachstumsausgleich weder geschwächte noch gestärkte oder beispielsweise doppelte Effizienzanreize.

Entwurf

685 Ebenso folgt daraus, dass die Abwägung zwischen der Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und OPEX-Xgen sowie der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode zu Gunsten der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode ausfällt.

686 Hierbei bestehen zunächst die Bedenken bezüglich der Funktion in Hinblick die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Preis und – Produktivitätsentwicklung, siehe Abschnitt 10.10.

687 Zwar ist die Treffsicherheit des OPEX-Xgen bei kürzeren Regulierungsperioden tendenziell höher als bei fünfjährigen Regulierungsperioden, weil der Zeitraum der möglichen Trendänderungen kürzer ist. Doch gelten die dargestellten Einschränkungen bezüglich der Treffsicherheit und der für sich genommen kritisch zu sehende Fehlanreiz und die davon potentiell ausgehende negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich auch bei Kombination fort.

7.2 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

688 Zum gegenwärtigen Stand ist allerdings noch nicht abschließend gesichert, ob die angeregten Maßnahmen tatsächlich bereits im ausreichenden Maße zu einer Beschleunigung der Prüfprozesse beitragen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die administrative Umsetzbarkeit einer dreijährigen Regulierungsperiode zwar möglich und nach Überzeugung der Beschlusskammer vorzugswürdig. Sie ist aber abhängig davon, dass sich die beabsichtigen Vereinfachungen auch in der Praxis bei den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden bewähren. Dies trägt auch den Bedenken in mehreren Stellungnahmen Rechnung, die rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten durch zeitliche Verzögerungen sahen.

689 Daher wird eine Übergangsregelung für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehen werden. Abweichend von Tenorziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

690 Mit Blick auf die skizzierte Dynamik erscheint bei einer fünfjährigen Dauer in der fünften Regulierungsperiode allerdings die Einführung eines alternativen Instruments erforderlich, um Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger abzubilden. Die Beschlusskammer hält aus den vorstehenden Gründen eine OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich für das am ehesten geeignete Instrument, um auch bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger abzubilden. Ausschließlich für die bedingt durch die Übergangsregelung noch längere fünfte Regulierungsperiode wird daher ein Instrument zur innerperiodischen Anpassung im Hinblick

Entwurf

auf OPEX abgeleitet aus dem Effizienzvergleichsmodell dem Grunde nach festgelegt (Tenorziffer 3.2). Die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt im Hinblick auf operative Kosten und knüpft an die Veränderung von Vergleichsparametern aus dem bundesweiten Effizienzvergleich gemäß Tenorziffer 10 im Vergleich zum Basisjahr an. Hierbei kann auch auf Ist-Werte abgestellt werden, so dass auf die sodann gesicherten Werte der Vergleichsparameter des vorletzten Kalenderjahres (t-2) Bezug genommen wird. Gemäß einer Methode zur Bestimmung der Effizienzwerte nach Ziffer 10 werden effiziente Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters abgeleitet. Bei einer Stochastic Frontier Analysis (SFA) können die Koeffizienten, soweit auch zukünftig ein normiert-lineares Modell herangezogen wird, dabei direkt als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert werden. Bei nicht-linearen Modellen oder Abstellen auf nicht-parametrischen Methoden wären diese abzuleiten. Insoweit lässt die Festlegung des Instrumentes offen, welche Methode oder welche Methoden zur Bestimmung der Effizienzwerte durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) festgelegt werden. Die zum Basisjahr ermittelten effizienten Kosten je Vergleichsparameter werden entsprechend den Tenorziffern 6.1 und 6.2 fortgeschrieben. Bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist der netzbetreiberindividuelle Anteil der OPEX am Ausgangsniveau jeweils abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und der volatilen Kostenanteile im Basisjahr zu berücksichtigen. Dadurch bleiben Kostenanteile, die bereits durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Tenorziffer 4 berücksichtigt werden, zur Vermeidung von Doppelberücksichtigungen ausgeklammert. Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden und damit auf solche Veränderungen beschränkt werden, die nicht als gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen sind. Die Umsetzung und nähere Ausgestaltung erfolgt durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG.

691 Die Beschlusskammer folgt dem Vortrag, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen unzureichend sei, weil Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam würden, wie dargestellt nicht. Gleichwohl unterstützt die auf die fünfte Regulierungsperiode beschränkte übergangsweise Einführung der Betriebskosten-Anpassung auf Basis des Effizienzvergleiches hier zusätzlich gerade

Entwurf

diejenigen Netzbetreiber, die sich hoher Dynamik in Folge der Energiewende gegenübersehen. Wie ausgeführt, können selbst quantitative Niveausprünge in der Aufgabenbewältigung bei effizienter Aufgabenerfüllung im Rahmen des Budgetprinzips auch nach den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung bereits umfassend refinanziert werden. Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode erfolgt eine Anpassung des Budgets über Kostenprüfung und Effizienzvergleich in Hinblick auf jegliche Dynamik häufiger und schneller. Mit der Betriebskosten-Anpassung werden Netzbetreiber mit besonders dynamischer Entwicklung gleichwohl mit zusätzlichen und früher bereitgestellten finanziellen Mitteln in einer Phase unterstützt in der sie beispielsweise zusätzliches Personal einstellen, neue Teams bilden und neue Prozesse etablieren oder Prozesse digitalisieren müssen. Die Betriebskosten-Anpassung stellt auch insoweit eine Übergangslösung dar. Soweit durch die Dynamik die effizienten OPEX ansteigen, werden sie sodann durch das Budget der nächsten Regulierungsperiode abgebildet. Die Digitalisierung von Prozessen kann und sollte nach der Implementierung zudem im Zeitverlauf auch mit Ressourceneinsparungen und damit Kostensenkungen einhergehen, die über das Budgetprinzip nicht unmittelbar wieder abgeschöpft werden. Entsprechend folgt auch gerade nicht, dass die Betriebskosten-Anpassung überhaupt dauerhaft angebracht wäre. Das Basisjahr zur sechsten Regulierungsperiode ist das Jahr 2031. Auch im Einklang mit den Stellungnahmen ist davon auszugehen, dass bis zu diesem Zeitpunkt bereits erhebliche Fortschritte bei der Etablierung neuer Prozesse, der Digitalisierung oder der betrieblichen Umstellung auf neue Antragsmengen etc. realisiert wurden. Soweit dies dauerhaft mit höheren effizienten Betriebskosten einhergehen sollte, werden diese Kosten in die Budgetbildung zur sechsten Regulierungsperiode eingehen. Im umgekehrten Fall, wenn dies nicht mit dauerhaft höheren effizienten Betriebskosten einhergeht oder aber, falls sich bei Netzbetreibern bis 2031 keine entsprechende Dynamik entwickelt haben sollte, ist jedenfalls keine über die Verkürzung der Regulierungsperiode hinausgehendes Instrument zur regulatorischen Abbildung der entsprechenden Dynamiken erforderlich.

692 In Bezug auf die in den Stellungnahmen vorgebrachten Anmerkungen zur Ausgestaltung der OPEX-Anpassung wird insoweit auf diese separate Festlegung verwiesen.

693 Bis zum 31. Dezember 2030 evaluiert die Bundesnetzagentur vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor

Entwurf

dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind (Tenorziffer 3.3).

694 Den Zeitplan zur Evaluierung hält die Beschlusskammer auch im Lichte der Stellungnahmen weiterhin für sachgerecht. Bedenken gegen die Umsetzbarkeit einer Verkürzung der Regulierungsperiode werden damit begründet, dass die einer Regulierungsperiode vorgelagerten Prozesse wie Kostenprüfung, Effizienzvergleich oder Bescheidung der Erlösobergrenzen zu lange dauern würden und es hierbei in der Vergangenheit zu Verzögerungen gekommen ist. Gerade hierauf zielen weite Teile der Vereinfachungen jedoch ab. Insofern liegen zum Evaluierungszeitpunkt bereits umfassende Erkenntnisse zur Frage vor, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind.

695 Entgegen mancher Stellungnahmen ist auch nicht erforderlich, die Formulierung in Tenorziffer 3.3 offener zu wählen oder einen Fokus auf die übergangsweise in der fünften Regulierungsperiode vorgesehene Betriebskostenanpassung zu legen. Da die Verkürzung der Regulierungsperiode als Ergebnis der Abwägung auch im Lichte der Stellungnahmen die vorzugswürdige Alternative darstellt, steht das Ziel der Evaluierung hiermit im Einklang. Bei der OPEX-Anpassung handelt es sich – wie dargelegt (vgl. Abschnitt 7.1) – gerade um kein milderes, gleich geeignetes Mittel. Vielmehr stellt ein Mechanismus zur OPEX-Anpassung, der Änderungen einer Kostenart innerperiodisch nachfährt, eine Sonderregelung in der Regulierungssystematik dar. Daher ist Maßstab nicht, ob die Sonderregelung ausreichend ist, sondern, ob eine Sonderregelung erforderlich ist. Überdies scheidet eine Evaluierung der Alternativen auf gesicherter Erkenntnisbasis schon deshalb aus, weil für die Verkürzung der Regulierungsperiode eine solche vor Implementierung nicht besteht. Im Umkehrschluss bedeutet die Evaluierung auch, dass, wenn vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente noch nicht als ausreichend bewertet würden, angemessene Maßnahmen zu ergreifen wären. Welche Maßnahmen dies im Einzelfall wären, wäre im Lichte der Evaluierungsergebnisse zu beleuchten. Nur klarstellend sei darauf hingewiesen, dass die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts für die Umstellung auf dreijährige Regulierungsperioden ausreichend sein werden.

Entwurf

696 In Hinblick auf die Durchführung der Evaluierung ist es aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, an dieser Stelle eine nähere Eingrenzung vorzunehmen. Die nähere Ausgestaltung bleibt insoweit der Evaluierung selbst vorbehalten. Die Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, die in Stellungnahmen genannt wurde, enthält lediglich einen Rahmen zur Überprüfung der Wirkung von Gesetzen und Rechtsverordnungen.[45] Die Arbeitshilfe bezieht sich nicht auf Festlegungen im Sinne des EnWG.

697 In den Stellungnahmen wurde auch angeregt, die Dauer der Regulierungsperiode auf drei bis fünf Jahre festzulegen und ab der sechsten Regulierungsperiode die Dauer der Regulierungsperiode rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode festzulegen. Es ist aus Sicht der Beschlusskammer im Interesse der Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls nicht wünschenswert, dauerhaft vor jeder Regulierungsperiode erneut über eine Verkürzung, Verlängerung oder Beibehaltung der Länge für die kommende Regulierungsperiode zu befinden.

698 Bezüglich der in den Stellungnahmen vorgetragen Forderungen, die Betriebskosten-Anpassung bereits in der laufenden vierten Regulierungsperiode anzuwenden, wie auch in Bezug auf die ebenfalls vorgebrachte diesbezügliche Ablehnung wird zudem klarstellend darauf hingewiesen, dass die Frage einer eventuellen Festlegung einer Anpassung der Betriebskosten innerhalb der vierten Regulierungsperiode nicht Gegenstand dieser Festlegung ist.

7.3 Basisjahr

699 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde auch Regelungen zum relevanten Bezugsjahr treffen. Das Bezugsjahr ist das Kalenderjahr, auf dessen Grundlage das Ausgangsniveau und die Effizienzvorgaben der jeweiligen Regulierungsperiode bestimmt werden, also das Basisjahr. Als solches wird das drittletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode festgehalten (Tenorziffer 2.3 S. 2).

700 Dem steht auch die in den Stellungnahmen vorgebrachte Kritik, dass es sich beim Basisjahr damit um das erste Jahr der Regulierungsperiode handele und den Netzbetreibern so die Möglichkeit genommen werde, Optimierungspotentiale umzusetzen, nicht entgegen. Es ist Ziel der Anreizregulierung, dass Netzbetreiber wie im Wettbewerb stehende Unternehmen

[45] Vgl. Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, Dezember 2024, S. 1.

Entwurf

kontinuierlich nach Optimierungspotentialen suchen und Verbesserungen anstreben. Dieses Streben sollte – wie im Wettbewerb – dabei nicht in einigen Jahren stärker ausgeprägt sein als in anderen, etwa weil es sich um ein Basisjahr oder gerade nicht um ein Basisjahr handelt.

701 Auch ein in diesem Zusammenhang in Stellungnahmen möglicherweise implizierter zeitlicher Ablauf, in dem erst die Festlegung einer Erlösobergrenze oder eines individuellen Effizienzwertes die Suche nach Optimierungspotentialen begründe, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Netzbetreiber, die in einer solchen zeitlichen Abfolge und Kausalkette agierten, würden lediglich dauerhaft und zeitverzögert auf die dynamische Effizienzgrenze reagieren. Ein solches Verständnis stände im Widerspruch zum europa- und nationalrechtlich angelegten Effizienzgebot.

7.4 Zeitlicher Anwendungsbereich

702 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. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der StromNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung.

7.5 Übergangszeit nach Tenorziffer 2.4

703 Mit Tenorziffer 2.4 wird die Übergangszeit aus § 1 Abs. 2 ARegV fortgeführt. Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt. Wenn der Netzbetreiber im Basisjahr als solcher tätig ist und damit einen Jahres- und Tätigkeitsabschluss aufstellt, liegen in der Regel hinreichende Daten vor.

704 Keine Anwendung findet Tenorziffer 2.4 auf Fallkonstellationen, in denen ein Netzgebiet bereits ganz oder teilweise von der Festlegung einer Erlösobergrenze nach Tenorziffer 2.1 erfasst wird. Geht also beispielsweise ein Energieversorgungsnetz, für das bereits eine Erlösobergrenze festgelegt wurde, ganz oder teilweise auf einen neuen Betreiber über

Entwurf

(beispielsweise im Rahmen einer Rekommunalisierung), so sind in einem solchen Fall die Vorschriften dieser Festlegung, insbesondere Tenorziffer 15, anzuwenden (BR-Drs. 312/10b, S. 13).

8. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)

705 Tenorziffer 4 enthält eine im Vergleich zur bisherigen Rechtslage gebündelte Darstellung aller Elemente der Regulierungsformel im Hinblick auf die erstmalige Festlegung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1) und die darauf basierenden Anpassungen im Verlauf einer Regulierungsperiode (Tenorziffer 4.2) gemäß der in den Tenorziffern 4.3 bis 4.5 dargelegten Regulierungsformel.

706 Dabei stellen die Bestandteile der Regulierungsformel zusammengenommen in Verbindung mit der Dauer der Regulierungsperiode als Kernbereich sicher, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere mit Blick auf die Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) gewährleistet wird (siehe hierzu Rn. 555) und andererseits die Netznutzer nicht mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Zum Kernbereich zählen insbesondere die Regelung zur Anwendung der Effizienzvorgabe auf die Gesamtkosten (TOTEX-Basis), zum maßgeblichen Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes, zur Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, zu Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag sowie zur OPEX-Anpassung in der fünften Regulierungsperiode. Insofern wird jedenfalls im Falle einer Teilaufhebung in diesem Kernbereich in den Blick zu nehmen sein, inwiefern weiterhin gewährleistet ist, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis die gesetzlichen Anforderungen erfüllt und andererseits die Netznutzer nicht mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Lediglich klarstellend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die Bundesnetzagentur gem. § 29 Abs. 2 EnWG befugt ist, eine nach § 29 Abs. 1 EnWG getroffene Festlegung nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den gesetzlichen Anforderungen genügt.

8.1 Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1)

707 Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht eine klarstellende Regelung vor, wonach die Erlösobergrenzen für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode von der zuständigen

Entwurf

Regulierungsbehörde vorbehaltlich der Anpassungen nach Tenorziffer 4.2 festzulegen sind. Tenorziffer 4.1 S. 2 regelt in verfahrensrechtlicher Hinsicht, dass das Verfahren zur Festlegung von Erlösobergrenzen wie auch bisher von Amts wegen eingeleitet wird. Lediglich bei Tenorziffer 4.1 S. 2 handelt es sich um eine Verfahrensregelung. Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht hingegen in materieller Hinsicht vor, dass im Rahmen der ex-ante Regulierung die Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 21a Abs. 1 S. 2 2. Alt EnWG erfolgt, wonach die Anreizregulierung insbesondere Vorgaben von Obergrenzen für die Gesamterlöse aus Entgelten für den Netzzugang beinhalten kann.

8.2 Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2)

708 Tenorziffer 4.2 S. 1 enthält zunächst eine materielle Regelegung, wonach die Anpassung von festgelegten Erlösobergrenzen dem Grunde nach abschließend nach den Maßgaben der Festlegung RAMEN erfolgt. Das heißt, dass sämtliche Anpassungsmöglichkeiten in der Festlegung RAMEN dem Grunde nach angelegt sind. Teilweise erfolgt die genauere Ausgestaltung der Anpassungsmöglichkeiten, wie etwa beim Qualitätselement, nach der Maßgabe von weiteren Methodenfestlegungen.

709 Der materielle Zeitpunkt für alle Anpassungen ist einheitlich zum 1. Januar eines Kalenderjahres einer Regulierungsperiode vorgesehen. Hierunter fallen alle Elemente der Regulierungsformel, die mit einem Index „t“ bzw. „i“ (Produktoperator beim Term VPI-Xgen) versehen sind. Einige dieser Elemente, wie der Abbaupfad für die Ineffizienzen oder der Kapitalkostenabzug bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, stehen ex ante fest, so dass diese bereits vorab von der Regulierungsbehörde festgelegt werden können.

710 Weitere Anpassungen, die nicht ex ante feststehen, können durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde ausgeführt werden. Hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 1 eine klarstellende Regelung, dass insofern eine Anpassung durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde erfolgen kann. Diese rein klarstellende Feststellung ist noch keine Verfahrensregelung. Erst die Entscheidung im Einzelfall, eine Anpassungsmöglichkeit im Wege eines Antragsverfahrens oder Anzeigeverfahrens vorzusehen oder sogar auf eine (Vorab)Anzeige zu verzichten, ist eine Verfahrensregelung. Ergänzend hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 2 eine Regelung zu derartigen Verfahrensregelungen (und ist damit selber eine Verfahrensregelung), wonach eine Anpassung durch den Netzbetreiber keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen bedarf und in dieser Konstellation als systematische Folge

Entwurf

eine abschließende materielle Prüfung durch die Regulierungsbehörde im Rahmen des Regulierungskontos nach Tenorziffer 14 erfolgt.

711 Tenorziffer 4.2 S. 3 sieht sodann eine generelle, materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde vor. Hiernach teilen die Netzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird. An dieser Stelle wird die Mitteilungspflicht in § 28 S. 1 ARegV fortgeführt, soweit die Erlösobergrenze betroffen ist. Die Regelung betrifft alle Anpassungen der Erlösobergrenze, also auch solche, für die eine vorherigen Anzeige durch die Netzbetreiber vorgesehen ist oder die einem Antragsverfahren unterliegen. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

712 Die Entscheidung im Einzelfall, ob eine Anpassung per Antrags- oder Anzeigeverfahren erfolgt oder auf eine Anzeige verzichtet wird und lediglich die generelle Mitteilungspflicht in Tenorziffer 4.2 S. 3 greift, stellt sodann eine verfahrensrechtliche Regelung dar. Deswegen wird in Tenorziffer 4.2 S. 4 klarstellend festgehalten, dass die materielle Mitteilungspflicht nach Tenorziffer 4.2 S. 3 einerseits und ebendiese verfahrensrechtlichen Entscheidungen etwa zum Kapitalkostenaufschlag voneinander unberührt bleiben. Aufgrund des engen Zusammenhangs dieser Klarstellung zu den entsprechenden verfahrensrechtlichen Regelungen und der Nennung der Verfahrensregelungen stellt auch diese Klarstellung eine Verfahrensregelung dar.

8.3 Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3 und 4.4)

713 Die Tenorziffern 4.3 und 4.4 enthalten die maßgebliche Regulierungsformel. Tenorziffer 4.3 sieht die grundsätzliche Regulierungsformel vor. Bezüglich der Anpassungsmöglichkeit im Hinblick auf operative Kosten sieht Tenorziffer 4.4 im Rahmen einer Übergangsregelung als Ausnahme eine abweichende Regulierungsformel für die fünfte Regulierungsperiode vor (siehe Tenorziffer 3 zu den Übergangsregelungen für die fünfte Regulierungsperiode).

714 Die differenzierte Betrachtung der OPEX und CAPEX stellt die wesentliche Änderung im Vergleich zur Regulierungsformel für die vierte Regulierungsperiode dar. Die Begründung

Entwurf

dieser Differenzierung erfolgt zu Tenorziffer 6. Aufgrund der Aufteilung des Ausgangsniveaus auf OPEX und CAPEX und dem Abzug des jeweils entsprechenden Kostenanteils, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, erfolgt im Ergebnis eine Anwendung der Effizienzvorgaben auf den damit beeinflussbaren Kostenanteil. Eine explizite Regelung des beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteils ist damit entbehrlich.

715 Außerdem erfolgt mit der Regulierungsformel eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten, mittels der eine Doppelanerkennung ausgeschlossen wird (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffern 6 und 8). In Bezug auf Kritik an der Anwendung von Verbraucherpreisgesamtindex und generellem sektoralem Produktivitätsfaktor nur auf OPEX wird auf die Ausführungen zu Tenorziffer 6 verwiesen.

716 Die Anwendung des Effizienzwertes auch auf volatile Kostenanteile hält die Beschlusskammer auch im Lichte der ablehnenden Stellungnahmen für sachgerecht. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen.

717 Auch bei volatilen Kostenanteilen handelt es sich um beeinflussbare Kostenanteile, die als Teil der Gesamtkosten dem Effizienzvergleich und der Effizienzvorgabe unterliegen (TOTEX-Basis). Entgegen einiger Stellungnahmen bedeutete die Formulierung im Sachstandspapier, volatile Kostenanteile seien ein „Mittelweg“ zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den $KA_{nEu,}$ nicht, dass volatile Kostenanteile nur eingeschränkt beeinflussbar wären. Vielmehr bezog sich die Aussage lediglich darauf, dass diese wie KA_{nEu} anpassbar sind, aber – anders als diese – dem Effizienzvergleich und daran anschließend der Effizienzvorgabe unterliegen.

718 Soweit Kostensenkungen bei volatilen Kostenanteilen weder zum Abbau von Ineffizienzen eingesetzt werden können noch als Gewinn in der laufenden Regulierungsperiode zur Verfügung stehen, bildet dies vielmehr die notwendige Kehrseite der Ausnahme vom Budgetprinzip, nach der Kostensteigerungen zugunsten der Netzbetreiber unmittelbar zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen. Die sich im umgekehrten Falle potentiell zu Gunsten der Netznutzer auswirkenden Folgen von sinkenden volatilen Kosten bringen das System insofern in die nötige Balance. Insoweit handelt es sich um keinen zu kompensierenden Nachteil, dass in der Regulierungsformel unterstellt wird, dass die festgestellten Ineffizienzen fortbestehen. Andernfalls wäre zu unterstellen, dass diese in jedem Fall abgebaut werden, ohne dass dies aufgrund der Anpassung an Kostensteigerungen feststellbar wäre. Dann entfiele allerdings gerade die notwendige Kehrseite der Ausnahme

Entwurf

vom Budgetprinzip. Dieses Vorgehen verstößt entgegen vieler Stellungnahmen auch nicht gegen die Maßgabe aus § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Zwar können Kostensenkungen infolge der Anpassung in der laufenden Regulierungsperiode nicht zum Abbau von Ineffizienzen genutzt werden. Umgekehrt führen Kostensteigerungen aber auch nicht dazu, dass der Netzbetreiber zu überproportionalen Einsparungen bei anderen Kostenanteilen gezwungen ist, um Kostenanstiege bei volatilen Kosten auszugleichen. Dies wäre bei uneingeschränkter Anwendung des Budgetprinzips ohne die Kategorie volatile Kosten gerade der Fall. Zu berücksichtigen ist auch, dass die abzubauenden Ineffizienzen nur eine rechnerische Größe in Form eines Anteils der Gesamtkosten darstellen. Als effizient eingestufte Kostenpositionen, die dem Abbau von Ineffizienzen von vornherein entzogen sind, sind im System der Anreizregulierung nicht vorgesehen. Die Regulierung trifft gerade nicht die Entscheidung, bei welchen Kostenbestandteilen im Einzelnen Ineffizienzen abzubauen wären (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2).

719 Darüber hinaus ist auch die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten sachgerecht. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen.

720 Soweit in Stellungnahmen vorgetragen wurde, die Umsetzung von kurzfristigen individuellen Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten sei auf Grund der langen Nutzungsdauern nicht realisierbar, ist anknüpfend an die vorstehenden Ausführungen zu berücksichtigen, dass die Effizienzvorgaben genereller Ausdruck eines effizienzbasierten Budgetprinzips sind, wonach Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist. Aus der Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen folgen keine konkreten betriebswirtschaftlichen Vorgaben der Regulierungsbehörde zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Vor diesem Hintergrund besteht auch kein Anlass, die Anwendung der Effizienzvorgabe – wie teils gefordert – wirtschaftlich zu kompensieren, etwa durch eine Beibehaltung einer doppelten Anpassung von Kapitalkosten an die Inflation. Soweit vorgetragen wurde, dass ein übermäßig kapitalintensives Verhalten von Netzbetreibern aus praktischen Gründen

Entwurf

(Ressourcenknappheit bei Material, Personal und Finanzen) nicht zu befürchten und ohnehin immer die kosteneffizienteste Maßnahme veranlasst werde, ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Einbeziehung in den Effizienzvergleich und die Anwendung der Effizienzvorgabe zum Nachteil der Netzbetreiber gereicht. Bestehen allerdings Ineffizienzen, widerspräche eine dauerhafte Überwälzung von Ineffizienzen auf die Netznutzer der Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

721 Die Verwendung der Gesamtkosten hat den ökonomischen 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. Eine Beschränkung der Effizienzvorgaben nur auf OPEX erscheint nicht sachgerecht. Beeinflussbare Kostenanteile bzw. ineffiziente Kosten können auch in CAPEX enthalten sein. Diese dem Effizienzdruck zu entziehen, würde die Perpetuierung ineffizient hoher CAPEX bedeuten und würde den Grundsatz verletzen, dass im Rahmen der Regulierung nur Kosten anerkennungsfähig sind, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Zudem geht das Argument, CAPEX seien nach Durchführung der Investition generell nicht mehr beeinflussbar, was zu einer übermäßigen Belastung der OPEX führe, ins Leere. Erstens zeigt die Einführung eines WACC, dass schon bei den Finanzierungsstrukturen der CAPEX entsprechendes Optimierungspotential besteht. Mithin können insoweit auch Effizienzvorgaben erreicht werden. Zweitens müsste die logische Konsequenz des genannten Arguments lauten, die Effizienzvergleiche generell vor den tatsächlichen Investitionen durchzuführen. Das ist erkennbar nicht sachgerecht. Entscheidend für die Anwendung der Effizienzvorgaben auch auf TOTEX ist - neben der bereits oben 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. Nur so wird ein ganzheitlicher Anreiz zu Effizienzsteigerungen gesetzt und Fehlanreize und Fehlallokationen, werden vermieden.

Entwurf

722 Darüber hinaus ist aus Sicht der Beschlusskammer ein Korrekturterm aufgrund der Transformation im Messstellenbetrieb nicht erforderlich. Eine entsprechende Regelung wurde in einzelnen Stellungnahmen aufgrund der Kosten, die aus vorzeitigen Anlagenabgängen im Bereich der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“ entstehen, gefordert. Sofern den Netzbetreibern hieraus Kosten entstehen, kann eine angemessene Berücksichtigung dieser Kosten im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus erfolgen. Beispielsweise wurden bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus der vierten Regulierungsperiode die Kosten aus vorzeitigen Anlagenabgängen geprüft und anteilig im Ausgangsniveau berücksichtigt, einschließlich der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“.

8.4 Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.5)

723 Die Tenorziffer 4.5 definiert die Einzelbestandteile der Regulierungsformel. Hierbei lassen sich drei verschiedene Gruppen von Elementen unterscheiden: Elemente, die aus dem Ausgangsniveau im Basisjahr abgeleitet werden (z.B. die OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau), Elemente, die für eine gesamte Regulierungsperiode feststehen (wie etwa der Effizienzwert) und Elemente, die für das konkrete Jahr der Regulierungsperiode im Rahmen der Anpassungsregelung zu ermitteln sind (etwa der Kapitalkostenaufschlag).

724 Die Definitionen der einzelnen Bestandteile verweisen jeweils auf die relevanten Tenorziffern mit den Detailregelungen zu dem jeweiligen Element der Regulierungsformel.

725 Bei den Definitionen zum Effizienzbonus und zum Qualitätselement ist durch den Zusatz „etwaige“ festgehalten, dass diese Elemente zwar gemäß der Festlegung RAMEN grundsätzlich angelegt sind. Jedoch kann sich aus den diesbezüglichen Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) und nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) ergeben, dass diese Elemente nicht oder noch nicht eingeführt werden.

9. Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

726 Tenorziffer 5 enthält die Regelungen zu den Grundsätzen der Ermittlung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode. Nach wie vor wird im Rahmen der Anreizregulierung grundsätzlich auf die Kostenlage eines Netzbetreibers im Basisjahr der Regulierungsperiode aufgesetzt (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2).

Entwurf

9.1 Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

727 Tenorziffer 5.1 regelt allgemeine Grundsätze für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Nach Tenorziffer 5.1 S. 1 erfolgt die Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die zuständige Regulierungsbehörde. Hierbei handelt es sich um eine klarstellende materielle Regelung im Rahmen der ex-ante-Regulierung.

728 Tenorziffer 5.1 S. 2 bis S. 4 fassen die wesentlichen rechtlichen Grundsätze zusammen, die bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen sind. Das Ausgangsniveau beschränkt sich hiernach auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden.

729 Bei Tenorziffer 5.1 S. 2 handelt es sich um eine Wiedergabe von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG zu den geltenden Maßstäben der der Kostenorientierung und Kosteneffizienz. Der Grundsatz findet sich bereits auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Netznutzer dürfen demnach nicht mit ineffizienten Kostenansätzen belastet werden. Eine spiegelbildliche Regelung im Sinne der Wettbewerbsanalogie, dass sämtliche Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb einstellen würden, berücksichtigt werden müssen, hat entgegen des Vortrags einzelner Stellungnahmen nicht zu erfolgen. Beispielsweise wird ein Wettbewerbsunternehmen auch erhebliche Beträge in Marketing und ähnliches investieren, was bei einem natürlichen Monopolisten nicht zwingend der Fall sein muss. Umgekehrt erlauben die unionsrechtlichen Vorgaben durchaus eine zeitliche oder sachliche Entkopplung der Kosten von den zugestandenen Erlösen, wie sie mit dem Budgetprinzip zwangsläufig verbunden ist oder mit einem europarechtlich ebenfalls zulässigen Yardstick-Ansatz verbunden wäre. Ein Vollkostenansatz kommt im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben nicht zu Anwendung (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

730 Zudem dürfen die Kosten nach Tenorziffer 5.1 S: 4 keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Dieser Grundsatz ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um

Entwurf

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

731 Im Rahmen der Konsultationen zu den Festlegungen StromNEF/GasNEF wurde vorgetragen, es bestünden Wechselwirkungen zwischen der Effizienzprüfung und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der Effizienzprüfung verzerrt werden. Auch dürften keine Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde, der zu verzerrten Ergebnissen führe.

732 Der Effizienzgrundsatz ist aus Sicht der Beschlusskammer als zentrales Element wettbewerblich strukturierter Märkte weiterhin bereits im Rahmen der Kostenprüfung im Sinne einer Wettbewerbssimulation im natürlichen Monopol sowohl als Auslegungshilfe als auch als selbständiger Prüfungsmaßstab maßgeblich. Die Prüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nimmt dabei nicht einen durchzuführenden Effizienzvergleich vorweg. Durch den Effizienzkostenmaßstab im Ausgangsniveau wird sichergestellt, dass sich der Effizienzvergleich nicht überwiegend auf ineffiziente Kosten bezieht, die im Vergleich untereinander nicht als solche zu identifizieren wären. Die bereits bekannten ineffizienten Kosten werden in einem ersten Schritt eliminiert, damit für den zweiten Schritt, den Effizienzvergleich, keine verfälschten Ergebnisse entstehen. Damit ist keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden, insbesondere erfolgt nach diesem methodischen Ansatz keine doppelte Berücksichtigung derselben Ineffizienz einerseits in der Kostenprüfung, andererseits im Verfahren des Effizienzvergleichs. Denn wenn ineffiziente Kosten bereits eindeutig in der Kostenprüfung identifizierbar sind, bleiben sie nach diesem Ansatz im späteren Effizienzvergleich von vorneherein außen vor. Dies ist entscheidend, um den Effizienzkostenmaßstab schon in der Kostenprüfung effektiv zur Geltung kommen zu lassen. Die Alternative wäre, bestimmte ineffiziente Kosten im Rahmen der Kostenprüfung bewusst „durchzureichen“, damit sie sodann in den Effizienzvergleich einfließen. Dies wäre nicht sachgerecht. Soweit die Anwendung des Effizienzkostenmaßstabs in der Kostenprüfung erfolgt, fließen hingegen als eindeutig ineffizient identifizierte Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein, weil sie vorher gekürzt werden. Dies könnte auch zum Vorteil betroffener Netzbetreiber im Effizienzvergleich sein. In diesem Zusammenhang sind auch vergleichende Betrachtungen zwischen Netzbetreibern bereits in der Kostenprüfung möglich, so etwa bei der Prüfung der Verlustenergiemengen im Basisjahr, sofern hiermit keine

Entwurf

Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden ist. Bei derartigen Vergleichen, wie sie bislang bei der Verlustenergiemenge durchgeführt wurden, ist nämlich sichergestellt, dass in Bezug auf eine bestimmte Kostenart strukturell vergleichbare Netzbetreiber auf objektiver Basis miteinander verglichen werden, und dort Kosten identifiziert werden, die bei effizienten, strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht entstehen würden. Dies ist systematisch mit dem im nächsten Schritt erfolgenden Effizienzvergleich nicht vergleichbar, dieser hat methodisch eine andere Zielsetzung. Auch erfolgt durch den insoweit fehlenden Abbaupfad der Ineffizienzen keine Ungleichbehandlung. Zugleich können die Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung individuelle Besonderheiten geltend machen, die bei entsprechender Nachweisführung individuelle Anpassungen ermöglichen.

733 Die Grundsätze nach Tenorziffer 5.1 gelten unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Kosten sind im Ausgangspunkt nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Über diese wesentlichen Grundsätze hinaus gelten alle relevanten rechtlichen Maßstäbe des europarechtlichen und des nationalen Rechtsrahmens auch für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Dazu zählen z.B. die Vorgaben zur Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

734 Unter den Begriff der „betriebsnotwendigen Kosten“ können auch angemessene Pauschalen grundsätzlich betriebsnotwendiger Kosten fallen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF zu einem pauschalierten Ansatz für das Umlaufvermögen).

9.2 OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau einschließlich WACC-Ansatz (Tenorziffer 5.2)

735 Die Tenorziffer 5.2 sieht eine systematische und eine inhaltliche Grundentscheidung für die Ermittlung des Ausgangsniveaus vor.

736 In systematischer Hinsicht ist eine eindeutige Trennung der OPEX und CAPEX[46] im Ausgangsniveau erforderlich, da diese Bestandteile innerhalb der Regulierungsformel für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode unterschiedlich fortgeführt werden (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 6).

[46] Zum Begriffsverständnis von OPEX und CAPEX vgl. Tenorziffer 4.2 der Festlegung StromNEF.

Entwurf

737 Zudem erfolgt in inhaltlicher Hinsicht die Grundentscheidung, dass die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung mittels eines sogenannten WACC (weighted average cost of capital) ermittelt wird.

738 Im Gegensatz zur bisherigen Rechtslage wird diese Verzinsung nun sowohl für Eigen- als auch für Fremdkapital einheitlich kalkulatorisch bestimmt. Diese Änderung ermöglicht eine faktische Gleichbehandlung aller Netzbetreiber, die, unabhängig von unternehmerischen Entscheidungen, das eingesetzte Kapital in gleicher Höhe verzinst bekommen. Dies rechtfertigt sich auch aus dem Grundsatz, dass Kosten oder Kostenbestandteile, welche sich im wettbewerblichen Umfeld nicht einstellen würden, nicht erstattet werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Im Grundsatz kann nämlich davon ausgegangen werden, dass alle Netzbetreiber über prinzipiell vergleichbare Risikostrukturen verfügen und sich folglich auf vergleichbare Weise finanzieren können. Höhere Finanzierungskosten hingegen ließen sich im wettbewerblichen Umfeld nicht am Markt erlösen. Die Regulierung soll mit ihren Kalkulationsregeln keine unternehmerischen Entscheidungen für eine effiziente und geeignete Struktur beeinflussen.

739 Dem steht nicht entgegen, dass die Netzbetreiber auf Grund unterschiedlicher Finanzierungs- bzw. Kreditaufnahme- oder Emissionszeitpunkte auch unterschiedlich hohe, durchschnittliche Finanzierungskosten haben. Die Finanzierungsstrategie und damit das Fremdkapitalportfolio eines Unternehmens sind ein wesentlicher Kern der Geschäftstätigkeit und unterliegen unternehmerischen Gestaltungs- und Entscheidungsspielräumen. Einer Umstellung der Kapitalverzinsung und der damit veränderten Abbildung der Kapitalkosten kann mit Anpassungen in der Finanzierungsstrategie begegnet werden. Die Entscheidung wird mit dem nötigen zeitlichen Vorlauf vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode getroffen.

740 Eine Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungsituation ermöglicht es den Netzbetreibern, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bilanzieller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Gestaltungsspielräume und -notwendigkeiten. Insofern ist die Kapitalkostenvergütung über den WACC-Ansatz ein Instrument zur auch europarechtlich gebotenen Effizienzsteigerung.

741 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich. Langfristige Rückstellungen sind als Fremdkapital zu

Entwurf

verstehen. Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant (siehe hierzu Abschnitt 11.6.2.5). Die Berücksichtigung des Erfüllungsanteils der Zuführungen bei KA_{nEu} (bspw. bei Pensionen als Personalkosten) als OPEX und die Anpassung als KA_{nEu} bleibt mangels Bezugs zu Fremdkapitalkosten hiervon gänzlich unberührt.

742 Die Einführung eines WACC-Ansatzes erscheint auch aus wissenschaftlicher Perspektive geboten. Die Theoreme von Modigliani und Miller[47] bestätigen, dass der Unternehmenswert unabhängig vom Verschuldungsgrad ist und folglich ein WACC (gewichteter, durchschnittlicher Gesamtkapitalkostensatz) für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrem Verschuldungsgrad, in gleicher Höhe Anwendung finden kann.

743 Auch in der großen Mehrheit der europäischen Länder findet diese Form der Kapitalkostenbestimmung Anwendung. Die Beschlusskammer geht vor diesem Hintergrund davon aus, dass eine diesbezügliche Neuregelung im Sinne einer Angleichung an internationale Standards auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Investoren, sowie für Netznutzer und die Allgemeinheit stärkt.

744 Nach dem bisherigen, prüfintensiven und individuellen System (vgl. § 7 StromNEV) wurde das betriebsnotwendige Eigenkapital um das regulatorisch bestimmte Abzugskapital reduziert. Für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals war ein sog. EKII-Zinssatz zu bestimmen, dessen Methodik in der Verordnung geregelt war. Beide Prüfschritte entfallen im Rahmen des WACC-Ansatzes.

745 Daraus folgt, dass der Verwaltungsaufwand durch einen pauschalen Gesamtkapitalkostensatz sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörden, als auch auf Seiten der Netzbetreiber reduziert werden kann, ohne eine rechtmäßige Ermittlung der angemessenen Kapitalkosten zu konterkarieren. Auch entfallen (Fehl-)Anreize der Netzbetreiber, die Finanzierungstruktur des

[47] Vgl. Modigliani, F. und M. H. Miller (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. In: The American Economic Review 48(3), S. 261—297.

Entwurf

Unternehmens gegen den regulatorischen Rahmen zu optimieren und damit teilweise u.a. erhebliche Rechts- und Beratungskosten auszulösen, ohne dass eine im eigentlichen Sinne betriebswirtschaftlich optimale Finanzierungsstruktur erreicht würde.

746 Somit ergibt sich gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung aus der Multiplikation des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) mit der Verzinsungsbasis.

747 Die Methodik zur Ermittlung des WACC wird in einer gesonderten Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) geregelt, auf deren Basis eine Festlegung des konkreten WACC für eine Regulierungsperiode erfolgt.

748 Der Wert des pauschalen Gesamtkapitalkostensatzes ist entsprechend dem WACC-Konzept zu ermitteln. Dazu werden jeweils angemessene und risikoangepasste Vergütungssätze für den Einsatz von Eigen- und Fremdkapital gesondert ermittelt und anhand einer regulatorisch ermittelten Kapitalquote entsprechend gewichtet.

749 Zur Methodik der Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes / Gesamtkapitalkostensatzes wird auf die Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) verwiesen.

750 Die Bestimmung der Verzinsungsbasis ergibt sich aus Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF.

9.3 Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3)

751 Gemäß Tenorziffer 5.3 S. 1 erfolgt ein Verweis auf weitere Methodenfestlegungen zur näheren Bestimmung des Ausgangsniveaus und zur Ermittlung der Verzinsungsbasis (StromNEF) sowie zum konkreten WACC (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung). Hierbei wird auf die Regelbeispiele nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zur Bestimmung eines Ausgangsniveaus oder einer Kostenbasis sowie zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen und den Elektrizitätsversorgungsnetzen getroffen werden können.

752 Aufgrund der besonderen Bedeutung von Anreizmechanismen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2) wird in Tenorziffer 5.3 S. 2 in diesem Zusammenhang ein Regelbeispiel vorgesehen, wonach auch in Methodenfestlegungen weitere Anreizmechanismen, hier zur

Entwurf

Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen, vorgesehen werden können.

753 Diesbezüglich ist in der Festlegung StromNEF in der dortigen Tenorziffer 11 ein Zinsbonus für die Vereinnahmung von qualifizierten Zuschüssen vorgesehen. Der Wortlaut der kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüsse ist weit zu verstehen und soll alle denkbaren Sachverhalte abdecken, bei denen durch Mittel von Dritten ein kostensenkender Effekt auf die Kosten bzw. die Netzentgelte erzielt werden kann. Dies können z.B. Investitionszuschüsse aus Strukturfonds, Fördermittel der Europäischen Union, Baukostenzuschüsse oder staatliche Unterstützung für den Wiederaufbau nach Naturkatastrophen sein.

9.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4)

754 Mit den Regelungen in Tenorziffer 5.4 zur Besonderheit des Geschäftsjahres wird die Regelung in § 6 Abs. 2 ARegV im Wesentlichen fortgeführt.

9.4.1 Kosten

755 Bei der Regelung in Tenorziffer 5.4 S. 1 zu Kosten wird sprachlich lediglich verkürzt auf das Basisjahr abgestellt. Bezogen auf die Regelung zu Kosten erfolgt somit keine Änderung zur bisherigen Rechtslage. Die Regelung hat sich etabliert und wird fortgeschrieben. So besteht nach wie vor aufgrund der Informationsasymmetrie und dem grundsätzlichen Basisjahreffekt, wie sie sich auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode darstellen werden, ein faktisches Bedürfnis für die Regelung (siehe zu den Effekten die Ausführungen zu Tenorziffer 2). Insbesondere aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen den Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern ist eine auf eine Kostensenkung beschränkte Regelung sachgerecht. Entsprechende kostenerhöhende Maßnahmen ergeben sich bereits aus dem Basisjahreffekt und sollen durch die Regelung im Interesse einer Anerkennung von nur betriebsnotwendigen Kosten kompensiert werden. Aus Sicht der Beschlusskammer führen weder die Transformationsphase des Energiesektors noch die Verkürzung der Regulierungsperiode dazu, dass der Basisjahreffekt gänzlich entfällt.

756 Der bisherige Rechtsrahmen weist durch die ergangene Rechtsprechung bereits hinreichend bestimmte Konturen auf. Die Umsetzung der Regelung ist daher für die Regulierungsbehörden und Netzbetreiber nachvollziehbar und praktikabel.

Entwurf

757 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, die Festlegung skizziere eine Methodik zur pauschalen Aberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung, ist klarzustellen, dass die Beschlusskammer mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert. Die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze hat im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen. Dabei ist die Wahrung der gesetzlichen und höchstrichterlichen Vorgaben selbstverständlich. Eine teilweise in den Stellungnahmen geforderte gesamthafte Betrachtung der Kostensituation ist hingegen abzulehnen, da sie dem Sinn und Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde.

9.4.2 Erlöse und Erträge

758 Als spiegelbildliche Regelung zu Erlösen und Erträgen sieht Tenorziffer 5.4 S. 2 vor, dass auch insoweit Anpassungen an den Werten aus dem Basisjahr erfolgen können. Bei der Berechnung von Netzkosten und der Frage, ob diese betriebsnotwendig sind, ist es grundsätzlich irrelevant, ob durch einen Basisjahreffekt überhöhte Kosten oder atypisch geringe Erlöse oder Erträge ausgewiesen werden. Bei der Regelung zu Erlösen und Erträgen erfolgt ergänzend zum Wortlaut von Tenorziffer 5.4 S. 1 eine Klarstellung, dass hier im Ergebnis auf die Erlöse und Erträge eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers abzustellen ist. Damit erfolgt eine Anknüpfung an das maßgebliche Kriterium zur Bewertung der Betriebsnotwendigkeit der gesamten Kostenbasis.

759 Im Ergebnis ist in diesen Fällen ein angemessener Wert anzusetzen, der über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen hinausgehen kann. Hierbei handelt es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 S. 1, wo im Ergebnis eine Kürzung von Kosten auf einen angemessenen Wert erfolgen kann. In den Einzelfällen, in denen eine Anwendung der Regelung zu Erlösen und Erträgen denkbar ist, wird insbesondere zu bewerten sein, inwiefern ein Netzbetreiber bei einer bestehenden, ggf. auch konstanten Kostenbasis ausgerechnet im Basisjahr einen atypisch geringen Erlös oder Ertrag aufgrund von Sondereffekten aufweist. Bei der Anwendung der Regelung ist sicherzustellen, dass keine isolierte Betrachtung von verringerten Erlösen erfolgt und ein möglicher Zusammenhang mit verringerten Kosten in den Blick genommen wird. Es ist dem Netzbetreiber unbenommen, darzulegen, welche nachvollziehbaren Gründe zu den atypisch geringen Erlösen geführt haben oder dass gleichermaßen die korrespondierenden Kosten gesunken sind.

Entwurf

760 Einem Partialbenchmark, wie in einzelnen Stellungnahmen angemerkt, kommt diese Regelung nicht gleich. Es handelt sich nicht um einen Quervergleich von verschiedenen Unternehmen, sondern es erfolgt vielmehr – wie auch bei Tenorziffer 5.4 S. 1 – lediglich eine Betrachtung des betroffenen Unternehmens selbst.

761 Eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres ist im Hinblick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen (Tenorziffer 3.2 der Festlegung StromNEF), weiterhin ausgeschlossen. Die in einzelnen Stellungnahmen geforderte Aufnahme einer Regelung für sogenannte negative Besonderheiten, was faktisch eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres darstellen würde, ist daher abzulehnen.[48]

762 Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass mit den Regelungen wie in der bisherigen Rechtslage eine Bewertung von Einzelpositionen erfolgt und keinesfalls die Repräsentativität der gesamten Kostenbasis bewertet werden soll.

10. Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6)

763 Zu der Ausgestaltung der Regelungen in Tenorziffer 6.1 zum Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und 6.2 zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) gelten die folgenden Ausführungen. Die Regelungen zum VPI nach Tenorziffer 6.1 sind hierbei abschließend, während zu der näheren Ausgestaltung des Xgen eine Methodenfestlegung nach den Vorgaben in Tenorziffer 6.2 ergehen wird.

10.1 Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

764 Das Ausgangsniveau der zugestandenen Erlösobergrenze bildet die Kosten des Basisjahres einer Regulierungsperiode ab, welche durch die Inputpreise und die Produktivität im Basisjahr bestimmt werden. In der Regulierungsperiode wird die im Basisjahr individuell festgestellte Ineffizienz dann sukzessive abgebaut. Dies ist für Netzbetreiber vorteilhaft eingedenk des Umstandes, dass im perfekten Wettbewerb sich der Effizienzabbau sofort einstellen würde. Parallel zu dieser individuellen Effizienzvorgabe wird sich aber auch die Produktivität der ganzen Branche verändern. Auch hierfür braucht es einen Anpassungspfad. Beides, die

[48] Nähere Ausführungen mit Blick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen, finden sich in der Festlegung StromNEF unter Abschnitt 7. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung (Tenorziffer 3).

Entwurf

individuelle zu erreichende und die allgemeine Produktivitätsentwicklung, steht in engem Zusammenhang und muss in einer Bestimmung von individueller Effizienzvorgabe und sektoraler Produktivitätsvorgabe Eingang finden. Ein im Basisjahr effizientes Unternehmen soll durch die allgemeine Produktivitätsvorgabe angereizt werden die allgemeinen Produktivitätssteigerungspotentiale auszuschöpfen, um im nächsten Basisjahr ein effizientes Unternehmen zu bleiben. Nicht völlig effiziente Unternehmen müssen gleichsam die Bewegung der Effizienzgrenze selbst und zusätzlich die Aufholung zur Effizienzgrenze meistern.

765 Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres nach Tenorziffer 6 mit VPI-Xgen ist es also, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der (außer der individuellen Effizienzvorgabe) auch die sektorale Produktivitätssteigerung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung dieser Kosten während der Regulierungsperiode zielt mithin darauf ab, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor einstellen würde.

766 Schon im perfekten Wettbewerb gilt, dass sich Outputpreisveränderungen als Differenz aus den Wachstumsraten der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung ergeben. Der perfekte Wettbewerb hat dann eine disziplinierende Wirkung. In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten passen konkurrierende Marktteilnehmer ihre Outputpreise so an, dass ihre Wachstumsrate der Wachstumsrate der Inputpreise abzüglich des allgemeinen Produktivitätsfortschritts entspricht. Der Wettbewerbsdruck sorgt dafür, dass Unternehmen Produktivitätsfortschritte (z.B. durch technischen Fortschritt) realisieren und diese unter Berücksichtigung etwaiger Inputpreisanstiege in Form von Wettbewerbspreisen (dies können sowohl Preissenkungen als auch –anstiege sein) an die Endkunden weiterreichen. In Wirtschaftsbereichen, in denen die üblichen Wettbewerbsprozesse wegfallen (z.B. natürliche Monopole), ist dieser Wirkungsmechanismus per se nicht gegeben und muss deshalb simuliert werden.

767 Der VPI bildet auf die Gesamtwirtschaft bezogen und unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs diesen Zusammenhang ab. Würden sich in der Netzwirtschaft die gleichen Einstandspreisanstiege und Produktivitätssteigerungen wie in der Gesamtwirtschaft einstellen, so wäre eine Weiterentwicklung der Kostenbasis analog zur Gesamtwirtschaft geboten. Bei Zugrundelegung dieser fiktiven Annahme könnte die Erlösobergrenze mit dem

Entwurf

VPI fortgeschrieben werden. Allerdings wäre es nicht sachgerecht, netzbetreiberspezifische Kosten alleinig mit dem VPI anzupassen. Denn der VPI ist eine gesamtwirtschaftliche Größe, die sich aus allen Sektoren zusammensetzt. Die Energiewirtschaft und die als Teilbereich darin enthaltene Netzwirtschaft tragen nur zu einem kleinen Teil zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung bei. Die Erlösobergrenze für Netzbetreiber sollte somit nicht analog zur Gesamtwirtschaft, sondern um netzbetreiberspezifische Kostensteigerungen bzw. Produktivitätsentwicklungen angepasst werden. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert die allgemeine Geldwertentwicklung um genau diese netzbranchenspezifischen Besonderheiten und gibt sinngemäß an, um wie viel sich das Niveau der inflationsbereinigten Erlöse erhöhen darf oder verringern muss.

768 Der Xgen sorgt als Korrekturinstrument zum VPI somit für eine sachgerechte Anpassung. Er ist definiert als die Summe der Differenz zwischen der netzspezifischen und gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung und der Differenz zwischen der gesamtwirtschaftlichen und netzbetreiberspezifischen Einstandspreisentwicklung. Der Xgen stellt sicher, dass sektoraler Produktivitätsfortschritt, sofern er über den der Gesamtwirtschaft hinausgeht, bereits während der Regulierungsperiode den Netzkunden zugutekommt. Umgekehrt ermöglicht genau diese Korrektur den Netzbetreibern, potentielle sektorale Inputpreissteigerungen bereits während der Regulierungsperiode an die Netzkunden weiterzugeben, sofern sie die gesamtwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen übersteigen. Der Xgen ermöglicht somit eine für Netzbetreiber und Netznutzer faire Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode. Es handelt sich beim Xgen somit nicht um ein Regulierungselement, welches eine der beiden Seiten grundsätzlich bevorzugt oder benachteiligt.

769 Die Notwendigkeit eines Korrekturinstruments zum VPI ist umso dringlicher, je länger die Regulierungsperiode bemessen ist. So würde ein Xgen von 1 % in einer fünfjährigen Regulierungsperiode zu einer Korrektur des VPI um ca. 5 % im letzten Jahr der Regulierungsperiode führen. Der Korrekturbedarf für den VPI besteht jedoch auch im Falle einer kürzeren Regulierungsperiode: In einer dreijährigen Regulierungsperiode würde ein Xgen von 1 % im letzten Jahr der Regulierungsperiode zu einer Korrektur von ca. 3 % führen.

770 Der Term, mit dem die anzupassenden Kostenanteile des Ausgansniveaus an die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung angepasst werden, ergibt sich aus dem Produkt der jährlichen

Entwurf

Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex, welche zuvor mit dem Term Xgen um das Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft korrigiert wurden.

771 Diese Formel unterscheidet sich vom bisherigen in der ARegV festgelegten Anpassungsterm, bei welchem zunächst die VPI-Änderung über mehrere Jahre berechnet wurde, welche anschließend um einen Term PF_t (jetzt: Xgen) korrigiert wurde, welcher ein mehrjähriges Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft abbilden sollte:

$$\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) = \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - (1+PF)^t + 1\right)$$

772 Dieser bisherige Anpassungsterm bewirkt jedoch keine mathematisch korrekte Anpassung. Der Xgen wird bestimmt als Differenz jährlicher Wachstumsraten und muss daher auch als Korrekturterm jährlicher Wachstumsraten angewandt werden.

773 In mehreren Stellungnahmen wurde insbesondere im Hinblick auf den Transformationsprozess der Netze in Zweifel gezogen, dass es eine höhere Produktivität der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft gebe. Eine solche sollte bei der Analyse durch die Bundesnetzagentur konkret herausgearbeitet und empirisch begründet werden, auch um das gesetzliche Gebot wissenschaftlicher Standards zu erfüllen. Diese Stellungnahmen verkennen allerdings, dass die systematische Notwendigkeit eines Xgen nicht darauf beruht, dass der Xgen positiv ist – die Methode lässt negative Werte ebenso zu. Die Notwendigkeit des Xgen ergibt sich aus der Tatsache, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft auch in Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mit der der Gesamtwirtschaft übereinstimmt. Dass ein einzelner Wirtschaftssektor sich in gleicher Weise entwickelt wie die Gesamtwirtschaft, ist nicht die Regel, sondern eine Ausnahme, da kaum ein Sektor repräsentativ für die Gesamtwirtschaft ist. Konkret werden in der Netzwirtschaft sehr spezielle Inputs und Technologien verwendet.

774 Soweit zudem kritisiert wurde, die Bundesnetzagentur lege den Begriff der Besonderheit, beispielsweise bei den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV, sehr viel restriktiver aus als hier, lassen die diesbezüglichen Stellungnahmen außer Acht, dass es sich um nicht vergleichbare Sachverhalte handelt. Die Versorgungsaufgabe wird in der Regel bereits durch die Vergleichsparameter im Effizienzvergleich abgebildet. Nur wenn die Versorgungsaufgabe ausnahmsweise durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt ist, kann eine Besonderheit vorliegen. § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV spricht daher auch nicht nur von Besonderheit der Versorgungsaufgabe, sondern von

Entwurf

„Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände“. Das heißt, die Besonderheit ist hier die Ausnahme. Demgegenüber ist es beim Xgen die Regel, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft nicht mit der der Gesamtwirtschaft übereinstimmt (s.o.). Das heißt, die Besonderheit ist hier gerade der Regelfall.

775 Zusätzlich wurde teilweise angeführt, dass eine Abschaffung des Xgen sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden zu Vereinfachungen führe. Es stelle sich die Frage, ob noch wesentliche Unterschiede zwischen der Gesamtwirtschaft und dem Netzbetrieb gegeben seien. Auch sei fraglich, ob der damit verbundene bürokratische Aufwand – insbesondere hoher Prüfungsaufwand, wiederholte höchstrichterliche Auseinandersetzungen sowie die daraus resultierende Verlängerung der Verfahrensdauer – gerechtfertigt sei. Diese Argumentation verkennt, dass wie dargestellt, schon allein konzeptionell ein Xgen gerechtfertigt ist, da die Netzwirtschaft nicht repräsentativ für die Gesamtwirtschaft ist. Ebenfalls wird verkannt, dass die quantitative Relevanz des Xgen für die Erlösobergrenze und Netzentgelte den regulatorischen und gerichtlichen Aufwand rechtfertigt. In der Methodenfestlegung werden darüber hinaus Maßnahmen berücksichtigt, die den Aufwand der Datenermittlung verringern werden.

Zudem wurde im Einzelnen kritisiert, dass ein Gleichlauf der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft in den Erwägungen als fiktive Annahme bezeichnet worden sei. Dann sei auch das Gegenteil, also das Auseinanderlaufen von Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in Form einer Besonderheit bloß eine fiktive Annahme. Dass die Energiewirtschaft nur ein Teil der Gesamtwirtschaft ist, könne die letztgenannte Annahme nicht stützen. Erforderlich seien Treiberanalyse, Hypothesenbildung und Hypothesentest sowie eine Bewertung der Kosten und Nutzen. Zusätzlich zu den obigen Ausführungen ist festzuhalten, dass die bisherigen Xgen -Festlegungen robuste Unterschiede zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft aufzeigen. Der Xgen ist ein flexibles Regulierungsinstrument, so dass im Falle eines Gleichlaufens zwischen der Netz- und Gesamtwirtschaft ein Xgen i.H.v. 0 ermittelt und angewandt wird. Darüber hinaus zeigen Analysen, dass der VPI nicht mit der OPEX-Kostenentwicklung der Netzwirtschaft korreliert.

Entwurf

10.2 Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes

776 In vielen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass auf den Wert des veröffentlichten VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode zurückgegriffen werde und es sich hierbei um eine Inkonsistenz im Regulierungssystem zulasten der Netzbetreiber handele.

777 Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer nicht. Die Heranziehung des letzten verfügbaren Ist-Wertes entspricht zunächst dem Grundansatz im Regulierungssystem. Der Budgetansatz der Anreizregulierung setzt durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen – auch neben der Effizienzvorgabe – Anreize, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren (siehe hierzu auch Abschnitt 6.1.2). Das Budget sollte dabei soweit wie möglich ex ante feststehen, also vor Beginn des jeweiligen Jahres. Andernfalls kann es dazu kommen, dass sich das Budget im Nachgang als niedriger herausstellt, was aus unternehmerischer Perspektive – in der Wirkung – einer nachträglichen Kürzung ähnlich sein dürfte. Durch den Ansatz von Planwerten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich geht auch zulasten der Netzbetreiber Planungssicherheit verloren. Abweichungen, welche letztlich beim Ansatz von Planwerten nicht vermeidbar sind, wären unter Verzinsung auszugleichen. Ist-Werte sind hingegen gesicherte Werte, mit denen Transparenz und Verlässlichkeit für alle Beteiligten besteht. Darüber hinaus ist der Ansatz von Planwerten mit Plan-Ist-Abgleich in der Abwicklung erheblich aufwendiger, da notwendigerweise Prognosen zu erstellen sind und ein Abgleich zwischen Prognosewert und anzusetzendem Wert vorzunehmen ist. Vor diesem Hintergrund stellt der Ansatz von Planwerten im Regulierungssystem eine Ausnahme dar.

778 Mit Blick auf den VPI sind die Gründe für diesen Grundansatz gerade einschlägig. Dies gilt insbesondere für ein möglichst ex ante feststehendes Budget und damit verbundener Planungssicherheit. Insoweit bestehen wesentliche Unterschiede zum Kapitalkostenaufschlag, bei dem Planwerte herangezogen werden. Beim Kapitalkostenaufschlag wird beim Ist-Abgleich auf die individuellen Kapitalkosten abgestellt. Eine nachträgliche Kürzung beim Plan-Ist-Abgleich entspricht dadurch eins zu eins gegenüber den Planansätzen geringeren Kapitalkosten. Damit entsteht hier gerade keine relevante Planungsunsicherheit. Auch ungeplante und unbeabsichtigte Verzögerungen, etwa bei der Bescheidung von Erlösobergrenzen, bieten keine Begründung dafür, bewusst eine entsprechende Reduktion der Planungssicherheit im Regulierungsrahmen anzulegen.

Entwurf

779 Der letzte verfügbare Ist-Wert des VPI ist dabei der Wert des vorletzten Kalenderjahres (t-2). Auch der VPI-Wert des Vorjahres (t-1) ist vor Veröffentlichung der Netzentgelte des jeweiligen Jahres noch nicht veröffentlicht. Der Wert des VPI des Vorjahres wurde vom Statistischen Bundesamt zuletzt am 16. Januar des Folgejahres veröffentlicht.[49]

780 Mittelfristig strebt die Europäische Zentralbank (EZB) eine Inflationsrate von 2 % an. Der EZB-Rat versteht dieses Ziel als ein symmetrisches Ziel. Symmetrie bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der EZB-Rat negative Abweichungen von diesem Zielwert als ebenso unerwünscht betrachtet wie positive. Das Inflationsziel von 2 % bildet einen klaren Anker für die Inflationserwartungen, was für die Gewährleistung von Preisstabilität von entscheidender Bedeutung ist.[50] Vor diesem Hintergrund sind dauerhaft unterhalb von 2 % liegende Inflationen ebenso wie dauerhaft oberhalb von 2 % liegenden Inflationen eher unwahrscheinlich. Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen um den Zielwert von 2 % wirkt sich die Heranziehung des Wertes des vorletzten Kalenderjahres nur in geringem Umfang aus und gleicht sich, auch bei einem Nachlaufen, über den Zeitverlauf aus. Kommt es trotz des Zielwertes der EZB von 2 % zu einem Sprung der Inflation – wie etwa im Zuge des Überfalls Russlands auf die Ukraine – hätte auch ein Planansatz nicht abgeholfen, da gerade solche Entwicklungen bei der Ermittlung eines geeigneten Prognosewertes noch nicht berücksichtigt werden konnten. Ein Planwert hätte dabei den Sprung der Inflation ebenfalls nicht abgebildet. Vielmehr wäre es hier bis zum Plan-Ist-Abgleich ebenfalls zu einem Zeitversatz gekommen.

781 Auch das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode infolge der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres ist – entgegen den Stellungnahmen – keine Inkonsistenz aufgrund des Ansatzes von Ist-Werten, sondern Ausfluss des Ansatzes, dass das System insgesamt vom Basisjahr als repräsentativem Zustand startet („Repräsentativität der Basisjahres“). Daraus folgt, dass nicht nur der VPI erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode startet, sondern auch der Xgen und insbesondere der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen. Letzteres führt dazu, dass das Ausgangsniveau zwei Jahre lang keiner Abbauvorgabe unterworfen wird, obwohl Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Bei einer Umstellung müsste entsprechend

[49] Vgl. für 2024: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_020_611.html
[50] Vgl. Erklärung zur geldpolitischen Strategie der Europäischen Zentralbank vom 8.7.2021, Nr. 5, abrufbar unter: https://www.ecb.europa.eu/home/search/review/html/ecb.strategyreview_monpol_strategy_statement.de.html

Entwurf

auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen, so dass beispielsweise bei einem dreijährigen Abbaupfad im ersten Jahr der Regulierungsperiode der Abbau der Ineffizienzen bereits vollständig abgeschlossen sein müsste. Ein selektives Vorgehen wäre eine nicht gerechtfertigte Inkonsistenz. Entgegen den Stellungnahmen folgt aus der Beseitigung der Doppelanpassung von Kostenanteilen, die bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden (Kapitalkosten, volatile Kostenanteile) auch nicht, dass nicht mehr der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres herangezogen werden dürfte. Insoweit fehlt es schon an einem systematischen Zusammenhang.

782 Hinzu kommt, dass aus einem Anstieg des VPI häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers resultiert. Beispielweise reagieren die Tarifvertragsparteien mit höheren Gehältern, (und daraus folgenden Erhöhungen der Personalkosten) regelmäßig nachträglich auf die vergangene Inflation. Andere Gründe für Lohnsteigerungen wie eine gestiegene Produktivität, hohe Gewinne sollen damit nicht ausgeblendet werden, auch diese erfolgen aber typischerweise nachträglich und werden daher mit einem Zeitversatz bei der Anwendung des Terms VPI-Xgen pauschaliert, aber sachgerecht abgebildet. Auch bei einer expliziten Koppelung an die Inflation (z.B. Indexmiete) dürfte sich bei Mietzins, Pachtzins und Entgelt für Dienstleistungen (einschließlich Software) ein Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben.

783 Unabhängig von der systematischen Konsistenz des Zeitversatzes ist auch zu beobachten, dass die OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse nach dem Basisjahr typischer Weise zunächst sinken, erst später wieder ansteigen und ihr lokales Maximum im nächsten Basisjahr erreichen, so dass eine etwaige wirtschaftliche Lücke – entgegen den Stellungnahmen – bisher nicht feststellbar war.

784 Schließlich würde eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken. Denn nähme man eine Inflationierung bereits ab dem Basisjahr vor, bestünden dadurch für die Netzbetreiber zusätzlich verstärkte Anreize, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen. Dieser sog. Basisjahreffekt läuft jedoch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß durch den Effizienzvergleich zuwider (vgl. zum Basisjahreffekt auch Rn. 572 f.).

785 Vor diesem Hintergrund ist auch der Vorschlag, den zweijährigen Zeitverzug auch beim VPI des Basisjahres einzubauen (VPI_{i-3} in der Formel), nicht sachgerecht. Aus den vorstehenden Gründen besteht schon keine Inkonsistenz durch die Heranziehung des VPI-Wertes des

Entwurf

vorletzten Kalenderjahres, der durch einen solchen Alternativvorschlag abzuhelfen wäre. Überdies würde auf diese Weise eine Inflationierung mit Werten erfolgen, die bereits in das Ausgangsniveau eingeflossen sind.

786 Soweit vorgetragen wurde, dass das beabsichtigte Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern den Zeitverzug bei der Anpassung des VPI beseitige, so ist dies nicht Intention der Regulierungsmethodik der Übertragungsnetzbetreiber, sondern eine methodische Folge. Das Jährlichkeitsprinzip mit komplementären Effizienzanreizen und nachlaufenden Betriebsprüfungen stellt dabei eine temporäre und gebotene zweitbeste Lösung dar. Die Besonderheit der Transformationsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wird im Rahmen der Konsultationen auch nicht ernsthaft in Abrede gestellt. Sie ist in anderen Fällen weder geboten, noch lässt sie sich auf eine Vielzahl weiterer Netzbetreiber übertragen. Dabei kommt zudem auch im Jährlichkeitsprinzip kein „Plan-VPI“ zur Anwendung, sondern es ist auf festgestellte Kostenentwicklungen abzustellen, da es kein Basisjahr mehr gibt. Kostensenkungen in bestimmten Kostenarten sind in gleicher Weise unmittelbar anzusetzen. Mithin gehen in der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber auch Chancen für Optimierungserträge, die gerade Sinn und Zweck der Anreizregulierung sind, verloren. Dies wird in der Diskussion des Systems für Übertragungsnetzbetreiber auch kritisch angemerkt. Das Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern folgt auch aus der Angleichung der Regulierungssysteme Onshore und Offshore bei den Übertragungsnetzbetreibern. Das Offshore-Anschlussnetz ist ein schnell wachsender Teil des Übertragungsnetzes und wird derzeit im Rahmen der Offshore-Netzumlage in einem Jährlichkeitsprinzip reguliert. Vergleichbare Situationen gibt es bei den Verteilernetzbetreibern nicht.

787 Soweit in Stellungnahmen zum Sachstandspapier zudem kritisiert wurde, es habe eine Begründung in den Erwägungsgründen gefehlt, sei darauf hingewiesen, dass es sich lediglich um ein Sachstandspapier mit ersten Erwägungen handelte, die sich auf die Erörterung von Änderungen gegenüber dem Status quo fokussierten.

10.3 Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen

788 Ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz ist, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden. Zur Vermeidung einer Doppelanpassung muss die Anwendung von VPI-Xgen auf die Kostenanteile beschränkt sein,

Entwurf

welche dem Budgetprinzip unterliegen und daher nicht bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden.

10.3.1 Kapitalkosten

789 Bei den Kapitalkosten erfolgt eine solche Anpassung bereits durch den Kapitalkostenabgleich, bestehend aus Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9) und Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11). Mit dem Abzug wird das kontinuierliche Absinken der Kapitalkosten von Bestandsanlagen im Verlauf einer Regulierungsperiode berücksichtigt. Der Aufschlag hingegen führt zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze in Höhe der Kapitalkosten der nach dem Basisjahr neu vorgenommenen Investitionen.

790 Dabei beinhalten die in der Erlösobergrenze anzusetzenden Kapitalkosten durch den nominalen WACC bereits eine Zinskomponente, welche Investoren für zukünftige Preissteigerungen entschädigt. Bestandsanlagen werden nach dem Konzept der Realkapitalerhaltung (siehe hierzu Tenorziffer 7 der Festlegung StromNEF zur Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung) bewertet, sodass sich Abschreibungen anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bestimmen und folglich keine Anpassung während der Regulierungsperiode notwendig ist. Investitionen nach dem Basisjahr können überdies durch den Kapitalkostenaufschlag auf Plankostenbasis, d.h. ohne jeden Zeitverzug geltend gemacht werden. Insgesamt können somit Kapitalkostenänderungen während einer Regulierungsperiode vollständig abgeglichen werden.

791 Insgesamt werden die Kapitalkosten eines effizienten Netzbetreibers, welcher den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt umsetzt, durch den Kapitalkostenabgleich jährlich vollständig angepasst, sodass eine weitere Anpassung nicht sachgerecht wäre. Ein Verzicht auf eine sektorale Produktivitätsvorgabe beim Kapital bedeutet aber auch, dass Netzbetreiber, die den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt nicht umsetzen, ggf. temporär zu hohe Kapitalkosten erstattet bekommen können. Dies muss in Kauf genommen werden, da innerperiodisch nicht festgestellt werden kann (insbesondere noch nicht bei der Festlegung der Erlösobergrenze), ob ein Netzbetreiber den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt umsetzt. Erst im nächsten Basisjahr fließen die Kapitalkosten in den Benchmark ein. Soweit ein Netzbetreiber den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt dabei nicht realisiert hat, wird dies dabei durch höhere Aufwandsparameter im Effizienzvergleich reflektiert.

Entwurf

10.3.2 Volatile Kosten

792 Die Betriebskosten, abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), einschließlich des volatilen Kostenanteils im Basisjahr, werden mit VPI-Xgen angepasst. Die KA_{nEu} werden demgegenüber aufgrund ihrer bereits vorgesehenen individuell erfolgenden Anpassung nicht ein zweites Mal angepasst. Der volatile Kostenanteil wird zunächst in den Effizienzvergleich eingeschlossen, um eine Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe auf diesen Kostenanteil zu gewährleisten. Der volatile Kostenanteil wird jedoch ebenfalls jährlich angepasst (Tenorziffer 8.4). Dadurch wird auch die Preisentwicklung dann bereits unmittelbar berücksichtigt. Die daraus entstehende Doppelanpassung wird adressiert, indem auch der Wert des volatilen Kostenanteils des Basisjahres als Korrekturterm innerhalb der Regulierungsformel bei der jährlichen Aktualisierung mit VPI- Xgen angepasst wird (siehe auch Erwägungen zum volatilen Kostenanteil).

10.4 Prognosegüte des Xgen

793 Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolgt. Denn es ist bereits bislang Prüfungsmaßstab ist, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die Rahmenfestlegung erscheint vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr ist die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Auf dieser Stufe wird die Methodik entsprechend des europäischen und nationalen Rechtsrahmens konkretisiert. Die vorliegende Festlegung setzt den Rahmen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Hierbei ist der Xgen ein Baustein. Ferner tritt die Beschlusskammer der Behauptung entgegen, der Xgen sei historisch überschätzt worden. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist nicht gegeben, da beispielsweise im Strombereich in der zweiten Regulierungsperiode und den Vorperioden der festgelegte Xgen unterschätzt wurde.

794 Vorgetragen wurde ferner, dass eine Evaluierung der Prognosegüte der Vergangenheit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses sein müsse. Dies sei durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich. Eine Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen

Entwurf

der Prognosemethode seien in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis absoluter Standard. Der Vortrag eines Prognosefehlers wird nicht geteilt, zumal die Festlegung und die Evaluierung des Xgen mit den gleichen Maßstäben erfolgt, welche bereits weitgehende Sicherheitspuffer zugunsten der Netzbetreiber enthalten. Ohne letztere ergäbe sich ein konträres Bild. Darüber hinaus sind Prognosen stets mit Unsicherheit behaftet. Die Aussagekraft des bisherigen kurzen Zeitraums der Xgen-Ermittlung lässt eine zuverlässige Evaluation der Prognosegüte kaum zu, da es temporäre Schocks gibt (besonders stark durch die Corona-Pandemie und den Überfall Russlands auf die Ukraine), wodurch Produktivitätsmessung über den Zeitraum einzelner Regulierungsperioden mit großer Unsicherheit verbunden sind. Dem gegenüber steht auch die Beobachtung, dass beispielsweise im Strombereich der Xgen in der zweiten Regulierungsperiode unterschätzt wurde. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist somit nicht gegeben.

10.5 Daten zur Ermittlung des Xgen

795 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, dass entgegen § 9 Abs. 3 ARegV in die zukünftige Ermittlung die Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet einbezogen werden sollen, ohne dass eine Ausnahme von Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorgesehen sei. Das ist nicht der Fall. Zur Klarstellung wurde gegenüber dem Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen eine Nachfolgeregelung zu § 9 Abs. 3 S. 3 ARegV ergänzt, wonach die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten kann, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 gewählt haben. Die Formulierung „Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet“ bedeutet nicht, dass Daten aller Netzbetreiber verwendet werden müssen. Vielmehr werden hierdurch räumliche Grenzen definiert und eine geografische Anforderung an die einzubeziehenden Netzbetreiber dargelegt. Besondere Vorgaben für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren werden sowohl in dieser Festlegung, als auch in der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) konkretisiert. Generell ist festzuhalten, dass für die Bestimmung des Xgen eine belastbare und über die Zeit konsistente Datengrundlage notwendig ist. Für die Netzbetreiber des Regelverfahrens liegen umfangreich plausibilisierte Strukturdaten in sehr hoher Datenqualität vor. Dies rechtfertigt, bei der Ermittlung des Xgen auf Daten von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren zu verzichten. Des Weiteren kann es notwendig sein, ergänzende Datenerhebungen zur Sicherstellung einer belastbaren, konsistenten und plausiblen Datengrundlage durchzuführen.

Entwurf

10.6 Methodik zur Ermittlung des Xgen

796 Die näheren Details zur Bestimmung des Xgen, insbesondere auch mit Blick auf den methodischen Ansatz, sind nicht Gegenstand dieser Festlegung, sondern der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor).

10.7 Sektorspezifische Ermittlung des Xgen

797 Die Ermittlung des Xgen erfolgt nach Tenorziffer 6.2 getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits, da davon auszugehen ist, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen in beiden Sektoren nicht identisch verlaufen. Angesichts der bevorstehenden Gasnetztransformation und des sich weiter beschleunigenden Stromnetzausbaus wird klar, dass beiden Sektoren zukünftig deutlich unterschiedliche Entwicklungen bevorstehen, die in einem einheitlichen Xgen kaum sachgerecht abgebildet werden kann.

798 Teilweise wurde auch im Strombereich die Abschaffung des Xgen und die alleinige Erlösanpassung mittels des VPI gefordert. Zur Begründung wurde angeführt, die Regulierungsbehörde habe diesen Faktor bisher nicht nachgewiesen und auch nicht valide prognostiziert. Fehlprognosen hätten die Netzbetreiber massiv belastet. Für die dritte Regulierungsperiode habe kein nennenswerter oder gar ein negativer Unterschied zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft vorgelegen, so dass eine alleinige Erlösanpassung mittels des VPI auch nicht zum Nachteil der Netzkunden gewesen wäre. Bei einem Festhalten am Xgen solle eine Korrektur des VPI um Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft jedenfalls nur im Ausnahmefall nach Plausibilitäts- und Erheblichkeitsprüfung erfolgen. Die Beschlusskammer teilt die These einer Fehlprognose nicht. Eine Plausibilitäts- und Erheblichkeitsprüfung würde einen ähnlichen Aufwand bedeuten wie die Bestimmung des Xgen selbst. Ferner lässt sich aus nur einer Beobachtung bezüglich der dritten Regulierungsperiode auch nicht ableiten, dass der Xgen als Methode Fehlprognosen aufstellt und deshalb ungeeignet ist. Auch wenn ggf. eine Überschätzung in der dritten Regulierungsperiode unterstellt würde, so stünde dem eine Unterschätzung in der zweiten Regulierungsperiode bzw. den vorhergehenden Perioden gegenüber. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist mithin nicht gegeben und müsste sich systematisch überdies über die Zeit „einpendeln“. Im Ergebnis ist der Xgen

Entwurf

notwendig, um Unterschiede in der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung der Netz- und Gesamtwirtschaft abzubilden. Hierbei kann sich auch ein negativer Wert ergeben. Darüber hinaus stellt die alleinige Anpassung der OPEX mittels VPI stellt keine sachgerechte Lösung dar, da der VPI nicht repräsentativ für die OPEX ist.

10.8 Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode

799 Die Ermittlung des Xgen erfolgt zu Beginn einer Regulierungsperiode für die Dauer einer gesamten Regulierungsperiode. Dies steht im Einklang mit dem grundsätzlichen Ansatz der Anreizregulierung, der in der Entkopplung von Kosten und Erlösen eines Netzbetreibers für die Dauer der Regulierungsperiode besteht. Dem Ansatz der Anpassung der Kosten des Basisjahres mittels VPI-Xgen liegt die Annahme zu Grunde, dass das Differential zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft mittelfristig stabil ist. Dies rechtfertig einerseits die Bestimmung des Xgen aus Daten der Vergangenheit. Es rechtfertigt anderseits ebenso den Ansatz, den Xgen nur einmal pro Regulierungsperiode und für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Ein weiterer Grund für die einmalige Ermittlung des Xgens pro Regulierungsperiode ist praktischer Natur. Im Sinne der Verfahrensbeschleunigung wird auf Daten zurückgegriffen werden, die in bereits bestehenden Verfahren von der Bundesnetzagentur erhoben werden. Die bestehenden und sich hier anbietenden Datengrundlagen werden im bisherigen System einmalig pro Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur erhoben, geprüft und plausibilisiert. Daraus ergibt sich, dass die Ermittlung des Xgens mit einer höheren Frequenz einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bei den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde bedeuten würde. Durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre verkürzt sich der Anwendungszeitraum des Xgen ohnehin, wodurch sich eventuelle Vorteile einer noch höheren Frequenz der Xgen-Ermittlung reduzieren.

800 Die Bundesnetzagentur soll wie bisher möglichst den Xgen vor Beginn der Regulierungsperiode festlegen. Es handelt sich dabei aber – wie bisher – um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung

Entwurf

unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[51]

10.9 Anwendung des VPI auf die operativen Kosten

801 Es wird als sachgerecht betrachtet, die Betriebskosten durch den VPI und einen Xgen als Korrektur dieses VPIs anzupassen. Zwar umfasst der VPI neben der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung die Inputpreisentwicklung aller Inputgüter (also Arbeit und Kapital), sodass grundsätzlich auch ein alternativer Index infrage käme, welcher zielgenauer nur die Preisentwicklung derjenigen Inputgüter abbildet, welche die Betriebskosten ausmachen. In Österreich wird beispielsweise solch ein Netzbetreiberpreisindex (NPI) verwendet. Allerdings ist der NPI in Österreich ein Inputpreisindex, der also keine Produktivitätssteigerungen betrachtet. Folgerichtig wird der Xgen in Österreich, anders als in Deutschland, nicht als Differential zum verwendeten Preisindex berechnet. Insofern kann der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen. Zudem ist der etablierte VPI bereits in der Lage, gesamthaft Produktivitätsveränderungen und Inputpreisveränderungen in einem Index abzubilden, wodurch eine Anwendung der Residualmethode möglich wird. Solange der Xgen als Differential zu demjenigen Preisindex berechnet wird, als dessen Korrekturinstrument er anschließend verwendet wird, ist die resultierende Anpassung im Allgemeinen prognostisch unverzerrt. Für den VPI spricht, dass er ein allgemein anerkannter und zeitnah präzise verfügbarer Preisindex ist, und dass eine zusätzliche Festlegung eines alternativen Preisindex, der ggf. auch noch über die Zeit angepasst werden müsste, vermieden werden kann. Die Verwendung des VPI erhöht daher die Kontinuität und Planungssicherheit für alle Beteiligten.

10.10 Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen

802 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Xgen zumindest für den Fall gefordert, dass die OPEX-Anpassung nicht über die fünfte Regulierungsperiode hinaus fortgeführt werde. Dem zugrunde liegend wurde das Verständnis des Zwecks in den Erwägungen als ökonomisch unzutreffend kritisiert. Es wurde vorgeschlagen, das Verständnis durch folgende regulatorische Zweckbestimmung des Xgen in der Tenorierung zu ersetzen: Zweck des Xgen sei es, exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Als Korrekturfaktor für den VPI sei der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen

[51] Vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

Entwurf

Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode.

803 Grundsätzlich betreffen diese Argumente Abwägungen, die der Methodenfestlegung vorbehalten sind. Im Rahmen der Rahmenfestlegung lässt sich bereits festhalten, dass die Verwendung des VPI zur Abbildung der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung durchaus geeignet ist. Diese Frage wurde bereits in der dritten Regulierungsperiode diskutiert und abschließend gerichtlich bestätigt.[52] Eine abgeänderte Darstellung des regulatorischen Zwecks des Xgen ist ferner nicht nötig. Die Entscheidung, was der Xgen abbilden soll, bleibt somit der Methodenfestlegung vorbehalten. Eine einseitige Fokussierung auf Betriebskostenänderungen der Netzbranche ist mithin nicht geboten, da so bspw. Substitutionseffekte zwischen Kapital- und Betriebskosten ungerechtfertigterweise nicht berücksichtigt werden würden. Auch eine Abbildung des Xgen in einem sog. „OPEX-Xgen“ unter Berufung auf eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe wäre nicht sachgerecht. So beinhaltet der Vorschlag bspw. ein Endogenitätsproblem: Große Netzbetreiber haben auf den ermittelten Wert einen größeren Einfluss, was seine Repräsentativität für kleinere Netzbetreiber in Frage stellt.

10.11 Anmerkung zum Verfahren

804 Das Sachstandspapier hat keine Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweggenommen. Im Zuge der Entwicklung des NEST-Prozesses werden verschiedene Aspekte der zukünftigen Anreizregulierung parallel bearbeitet und entwickelt. Die zum Sachstandspapier erfolgte Konsultation der Tenorziffern stellten insoweit keine abschließende Entscheidung der Beschlusskammer und keine Vorgaben für das Ergebnis von Gutachten dar, die im Zuge der Methodenfestlegungen Teilaspekte dieser Festlegung betreffen. Insoweit berücksichtigt die Beschlusskammer die Ergebnisse aus dem Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen und entwickelt eine sachgerechte Weiterentwicklung des Xgen, sowohl in dieser Festlegung, als auch in der entsprechenden Methodenfestlegung, in Zuge derer das Gutachten erstellt wird.

[52] Vgl. etwa BGH, Beschluss vom 26.01.2021 – EnVR 7/20–, juris Rn. 33 ff.

Entwurf

10.12 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3)

805 Gemäß Tenorziffer 6.1 S. 3 wird im Hinblick auf die entsprechende Verfahrensfrage geregelt, dass die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den VPI (der Xgen steht zu diesem Zeitpunkt bereits fixiert fest) durch den Netzbetreiber erfolgt. Der Einordnung als Verfahrensregelung ergibt sich daraus, dass auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige verzichtet wird.

11. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

806 Der zuvor als „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ bekannte Sachverhalt wird, orientiert am Wortlaut von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG, umbenannt. Die Bezeichnung lautet: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}).

807 Mit der Regelung in Tenorziffer 7 wird die allgemeine politische Leitlinie in § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG aufgegriffen, wonach bei der Ermittlung von Obergrenzen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterschieden werden sollen. Zudem enthält § 21a Abs 3 S. 3 Nr. 3 EnWG ein Regelbeispiel zur Unterscheidung von beeinflussbaren Kostenanteilen und solchen Kostenanteilen, bei denen keine Effizienzvorgaben umsetzbar oder die einer gesonderten nationalen oder europäischen Verfahrensregulierung unterworfen sind, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. Hierbei können insbesondere Kostenanteile als nicht beeinflussbar angesehen werden, die sich aus tatsächlich entstehenden Betriebssteuern und Abgaben sowie aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten (siehe hierzu jedoch Tenorziffer 7 S. 2 der Festlegung StromNEF) ergeben können, sowie Kosten, die sich aus anderen gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen ergeben können (siehe z.B. Tenorziffer 7.5 Nr. 3).

808 In der Begründung der Gesetzesnovelle wird diese Vorgabe dahingehend konkretisiert, dass damit für die Regulierungsbehörde unter anderem die Befugnis verbunden ist, Kosten, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben entstehen, ohne dass diese vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, entsprechend zu qualifizieren (BT-Drs. 20/7310, S. 82).

809 Die Beschlusskammer teilt diese grundsätzlichen Erwägungen und sieht die getrennte Behandlung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach wie vor als

Entwurf

sachgerecht an. Auch im System der mittelfristig dreijährigen Regulierungsperioden mit einem Kapitalkostenabgleich soll diese Systematik im Hinblick auf die Kostenanteile, die nunmehr als KA_{nEu} bezeichnet werden, grundsätzlich fortgeführt werden.

810 Diesbezüglich kann jedoch nicht ohne Weiteres ein Kostenanteil nur deshalb als KA_{nEu} fortgeführt werden, weil er nach der bisherigen Rechtslage gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Position vom Verordnungsgeber geregelt war. Vielmehr ist nach der aktuellen Rechtslage, insb. nach § 21a Abs. 1 EnWG, eine Entscheidung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG zu treffen.

811 Hierzu werden auf der Ebene dieser Festlegung zunächst abstrakte Kriterien für die Kategorie der KA_{nEu} festgelegt. Diese abstrakten Kriterien zur Ausgestaltung des Rechtsbegriffs sind nicht nur die Richtschnur zur Einordnung verschiedener Kostenkategorien durch diese Rahmenfestlegung, sondern entfalten auch eine entsprechende Wirkung für nachfolgende Methodenfestlegungen, sofern auf dieser Ebene weitere Sachverhalte im Hinblick darauf geprüft werden, ob diese KA_{nEu} darstellen.

812 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, im Sinne einer zügigen Verfahrensführung auf der Ebene der Rahmenfestlegung nicht nur abstrakte Kriterien festzulegen, sondern auch sämtliche Kostenanteile, die bisher verordnungsrechtlich oder regulatorisch als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden, anhand der definierten Kriterien abschließend zu prüfen und entsprechend einzuordnen. Neben dem bisher in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV aufgeführten Katalog umfasst diese Prüfung und Einordnung noch Kosten des Anschlussnetzbetreibers an der Preisobergrenze nach dem MsbG bei Ausstattung eines Zählpunktes mit einem iMSys, die nach der Festlegung BK8-23-007-A als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden. Weitere Sachverhalte können erforderlichenfalls auf der Ebene einer Methodenfestlegung abgehandelt werden. Dieses Konzept entspricht grundsätzlich auch der bisherigen Systematik, wonach der Verordnungsgeber einen Katalog von Kostenanteilen nach den bisherigen Maßgaben verordnungsrechtlich bestimmt hat und zugleich die Regulierungsbehörde für weitere Sachverhalte die Einordnung bestimmen konnte.

813 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der

Entwurf

Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung verbleiben.

814 Das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG zu Kostenanteilen, die einer gesonderten nationalen oder europäischen Verfahrensregulierung unterworfen sind, hat für Verteilernetzbetreiber keine praktische Relevanz.

11.1 Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1)

815 Bei der Entwicklung der Kriterien für die Einstufung von Kostenanteilen (also Kosten, Erlösen und auch Erträge) als KA_{nEu} stellt die Beschlusskammer als Ausgangspunkt im Ergebnis übereinstimmend mit dem Gesetzgeber auf den Wortlaut des Regelbeispiels von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 1. HS 1. Alt EnWG ab. Hiernach kann die Einordnung anhand der Fragestellung vorgenommen werden, ob bezüglich der betrachteten Kostenanteile Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Hierbei kommt es in erster Linie auf die Frage an, ob unternehmerisch Effizienzmaßnahmen möglich sind.

816 Mit der Abkehr vom Wortlaut der alten Fassung des § 21 Abs. 4 EnWG („Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden beruhen“) macht der Gesetzgeber in dem vom ihm formulierten Regelbeispiel nunmehr deutlich, dass die Einordnung der Kostenanteile vorrangig anhand ökonomischer Kriterien erfolgen kann. Wesentliches Kriterium ist demnach die Nicht-Umsetzbarkeit von Effizienzvorgaben. Aus einer ökonomischen Sicht kann hierzu betrachtet werden, inwiefern betriebswirtschaftlich eine Beeinflussung des Anfalls und der Höhe der Kosten möglich ist. Aus einer ergänzenden ökonometrischen Untersuchung könnte zudem die Herleitung und Wirkweise des Effizienzvergleichs betrachtet werden (Welche Folgen im Effizienzvergleich hätte die Berücksichtigung der Kosten als Teil des Aufwandsparameters? Könnte der Kostenanteil im bestehenden oder künftigen Effizienzvergleich (voraussichtlich) durch bestehende oder neue Parameter abgebildet werden?). Die Beschlusskammer erachtet diese Aspekte bzw. Fragestellungen als sachgerechten Ausgangspunkt für die Abgrenzung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen im Sinne von § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG.

817 Im Zusammenhang hierzu hat die Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier NEST bereits Vorüberlegungen zu möglichen Kriterien festgehalten und zur Konsultation gestellt, ob und wie die Kriterien der Werthaltigkeit, Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität angesetzt werden können, um diese Abgrenzung vorzunehmen. Nach der Auswertung der

Entwurf

Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST hat die Beschlusskammer die Ausgestaltung und Abgrenzung der Kriterien konzeptionell fortentwickelt. Im Folgenden erfolgen eine vertiefte Herleitung und Begründung der Kriterien unter Berücksichtigung der im Rahmen der bisherigen Konsultation vorgebrachten Stellungnahmen. Eine strikte Hierarchie der im Tenor definierten Kriterien ist damit nicht verbunden. Das Kriterium der Werthaltigkeit hingegen ist lediglich ergänzend heranzuziehen.

818 Die Beschlusskammer sieht auch im Lichte der Stellungnahmen zum Sachstandspapier keinen Bedarf, weitere Kriterien zur Einordnung einer Kostenkategorie als KA_{nEu} aufzunehmen.

819 Kosten aufgrund behördlicher oder gesetzlicher Vorgaben stellen kein geeignetes Kriterium zur Einordnung dar. Die Tatsache, dass Kosten aus behördlichen oder gesetzlichen Vorgaben resultieren, trifft grundsätzlich keine Aussage zu der Frage, ob Effizienzvorgaben hinsichtlich dieser Kostenposition umsetzbar sind. Zwar können behördliche oder gesetzliche Vorgaben die Beurteilung der Exogenität oder auch die Beurteilung der Gleichartigkeit (gilt die Vorgabe für alle Unternehmen oder nur für eine begrenzte Anzahl?) beeinflussen. Als abstraktes Kriterium zur Beurteilung der Frage, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind, sind behördliche oder gesetzliche Vorgaben aber nicht geeignet. Aufgrund der möglichen Berücksichtigung dieser Aspekte über die vorgeschlagenen Kriterien ist die Aufnahme eines solchen Kriteriums auch nicht erforderlich. Auch Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe sind nicht als eigenständiges Kriterium zu berücksichtigen. Sämtliche Aspekte können hinreichend über die von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kriterien Berücksichtigung finden.

820 Schließlich ist auch die Forderung, Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheine, abzulehnen. Als Beispiel wurde in diesem Zusammenhang genannt, dass die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein könnten, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Aus praktischer Sicht ist zunächst festzustellen, dass die Anwendung und Abgrenzung dieses Kriterium mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden wäre. Entscheidend ist, dass der Gesetzgeber die Unterscheidung von beeinflussbaren Kosten und nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{nEu}) nicht an das Erreichen der Ziele gemäß § 1 EnWG angeknüpft hat, sondern die ökonomische Fragestellung in den Vordergrund gerückt hat, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Es ist zudem nicht ersichtlich, dass die Nicht-Einordnung einer Kostenposition als KA_{nEu}, bei der unternehmerische Effizienzmaßnahmen möglich sind, die Ziele des § 1 EnWG gefährdet. Die

Entwurf

kriteriengestützte Bestimmung der KA_{nEu} dient vielmehr der Erreichung der Ziele des § 1 EnWG, insbesondere der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas.

11.2 Exogenität (Tenorziffer 7.2)

821 Die Regelung in Tenorziffer 7.2 S. 1 macht deutlich, dass Exogenität im unternehmerischen Umfeld einen Ausnahmecharakter hat. Es wird darauf abgestellt, ob der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten oder zur Höhe der entstehenden oder entstandenen Kosten leisten kann oder leisten konnte.

822 Hierbei wird auf eine weite zeitliche Betrachtung abgestellt. Entscheidend ist also nicht die Frage, ob sich die Kosten z.B. im Zeitpunkt einer Auszahlung als exogen darstellen, weil eine Verpflichtung besteht, sondern auch, ob und wie diese Verpflichtung eingegangen worden ist und ob und wie eine ggf. noch frühere unternehmerische und damit endogene Entscheidung hierfür ursächlich war. Sofern der Kostenanfall z.B. durch einen Netzausbau hätte verhindert werden können, spricht dies gegen die Exogenität.

823 Die Formulierung macht auch deutlich, dass selbst bei Kosten, deren Anfall dem Grunde nach dem Einfluss eines Netzbetreibers entzogen sein möge, dennoch ein Einfluss der Höhe nach bestehen kann. In solchen Konstellationen sind die Netzbetreiber gehalten, die Höhe des Kostenanteils im Rahmen ihrer Einflussmöglichkeit auf einen effizienten Maßstab zu begrenzen. Sofern z.B. die Preiskomponente eines Kostenanteils vorgegeben sein sollte, kann nach wie vor ein Einfluss auf die Mengenkomponente möglich sein.

824 Bei der Bewertung dieser Fragen ist zu berücksichtigen, dass das Gesamtsystem der Anreizregulierung an sich auch eine Gesamtwürdigung des erforderlichen Budgets darstellt. Ein Ausbrechen aus dieser Grundannahme kann also nicht bereits dann erfolgen, wenn eine Kostenkategorie nur zu einem (geringen) Anteil durch externe Faktoren vorgegeben ist. Bei einer solchen Wertung wäre eine ausufernde Einordnung zahlreicher Sachverhalte als nicht beeinflussbare Kostenanteile die Folge. Dies würde das Grundkonzept der Anreizregulierung konterkarieren. Dieses Spannungsverhältnis wird durch den dargelegten strengen Maßstab zur Exogenität adressiert. Gleichzeitig werden durch die Formulierung „in der Regel“ und die weiteren Kriterien der Gleichartigkeit und Volatilität sichergestellt, dass im Ergebnis eine sachgerechte und angemessene Einordnung der Kostenanteile erfolgen kann.

Entwurf

825 Tenorziffer 7.2 S. 2 stellt klar, dass die Exogenität auch anhand des Kriteriums der Volatilität bewertet werden kann. So kann bei dem Kriterium der Volatilität einerseits untersucht werden, inwiefern die Volatilität eines Kostenanteils (bspw. aufgrund von Preisschwankungen) negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben (siehe hierzu unten zu Tenorziffer 7.4 und entsprechende übergeordnete ökonometrische Überlegungen). Jedoch kann auch bei einer individuellen, ökonomischen Betrachtung die Volatilität eines Kostenanteils dazu führen, dass dieser als exogen einzustufen ist. Beispielsweise kann dies für eine Preiskomponente gelten, wenn diese am (energiewirtschaftlichen) Markt faktisch bzw. in Teilen regulatorisch vorgegeben ist.

826 Demnach wird im Rahmen des Regulierungsermessens zwar einerseits besonderer Fokus auf das Kriterium der Exogenität zu legen sein, zumal dieses Kriterium sich deutlich am Wortlaut der rechtlichen Vorgaben orientiert. Gleichzeitig werden im Rahmen des Regulierungsermessens auch die Kriterien der Volatilität und der Gleichartigkeit im Hinblick auf die Fragestellungen zum Effizienzvergleich zu erörtern sein (s.u.).

11.3 Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3)

827 Das Kriterium der Gleichartigkeit ist ein negativ gewandetes Kriterium. Das bedeutet, gleichartige Kosten sprechen *gegen* die Einordnung als KA_{nEu}. Nach den Maßgaben des Kriteriums der Gleichartigkeit gelten Kostenanteile als beeinflussbar, wenn die Position in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Bei gleichartigen Kosten besteht eine gute Aussicht, dass diese Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber angemessen abgebildet werden können. Negative Auswirkungen der Einbeziehung zulasten einzelner Netzbetreiber sind dann nicht zu erwarten. Die Einordnung eines entsprechenden Kostenanteils als KA_{nEu} ist demnach nicht erforderlich.

828 Die Formulierungen im Sinne von „Vielzahl“ und „in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise“ sind hierbei im Zusammenhang mit der Kostentreiberanalyse für den Effizienzvergleich zu verstehen. Für derartige Kostenanteile können in der Regel in der Kostentreiberanalyse für den Effizienzvergleich mittels qualitativer (ökonomischer und ingenieurwissenschaftlicher), analytischer oder statistischer Methoden geeignete Kostentreiber identifiziert werden. Die Formulierungen („in der Regel“ und „indiziert“) stellen dabei sicher, dass im Rahmen des Regulierungsermessens eine sachgerechte, prognostische Entscheidung hierzu erfolgen kann. Dabei soll auch berücksichtigt werden, in wieweit ein substitutionaler Zusammenhang

Entwurf

zwischen hier zu beurteilenden Kosten und anderen Kosten, die ihrerseits nicht als KA_{nEu} klassifiziert sind, vorliegt.

11.4 Volatilität (Tenorziffer 7.4)

829 Wie erörtert, wird im Rahmen des Regulierungsermessens zur Einordnung von KA_{nEu} auch auf das Kriterium der Volatilität abgestellt. Innerhalb der Exogenität kommt es hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen an (s.o.). Bei der Bewertung als eigenes Kriterium ist wie beim Kriterium der Gleichartigkeit eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich entscheidend. Kostenanteile, die eine hohe Volatilität aufweisen, können negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben und könnten daher als KA_{nEu} eingestuft werden. Die Volatilität kann sich aufgrund der Eigenart, der Mengen- oder der Preiskomponente des Kostenanteils ergeben.

830 Sofern dies verneint wird und die Kosten als beeinflussbar eingestuft werden (beispielsweise, weil sie wie die Treibenergie mit anderen beeinflussbaren Kostenkategorien korrespondieren können), können entsprechende Positionen jedoch noch der eigenen Kategorie der volatilen Kostenanteile nach Tenorziffer 8 zugeordnet werden.

11.5 Werthaltigkeit

831 Grundsätzlich gilt, dass je geringer die Werthaltigkeit einer Position ist, desto eher handelt es sich bei einer regulatorischen Betrachtung um beeinflussbare Kostenanteile. Denn bei dieser Bewertung kann auch die Bedeutung der Kostenposition in Relation zum Gesamtbudget in den Blick genommen werden.

832 Jedoch ist eine absolute Schwelle für die Werthaltigkeit übergreifend für jegliche denkbare Kostenpositionen nur schwerlich zu definieren. So könnte zwar jedenfalls bei sehr kleinen Kostenanteilen (Gesamtschau über alle Netzbetreiber) von vernachlässigbaren Auswirkungen auf den Effizienzvergleich ausgegangen werden. Denn derart geringe Kosten haben ceteris paribus kaum Einfluss auf den Effizienzvergleich, führen mithin nicht zu einer systematischen Verzerrung. Zudem ist eine Nicht-Anpassbarkeit derart geringer Kosten einem Netzbetreiber im Rahmen des Budgetprinzips zuzumuten, da ein derartiger Sachverhalt im Rahmen der natürlichen Schwankungen nach oben und unten einer Vielzahl von Kostenpositionen untergehen wird.

Entwurf

833 Um das Kriterium auf der Ebene der RAMEN-Festlegung jedoch abschließend auszugestalten, müsste eine prozentuale Werthaltigkeitsgrenze definiert werden und zudem geklärt werden, ob eine Gesamtschau über die Netzkosten aller Netzbetreiber oder eine Betrachtung der individuellen Netzkosten eines Netzbetreibers oder ggf. der Gruppe der Netzbetreiber, die von dieser Kostenposition betroffen ist, zu erfolgen hat. Zudem wäre zu erörtern, wie das Kriterium bei stark schwankenden Positionen zu bestimmen ist.

834 Da diese Fragestellungen je nach Kostenposition ggf. auch aus sachlichen Gründen unterschiedlich zu bewerten sind, beschränkt die Beschlusskammer das Werthaltigkeitskriterium auf den Verweis in Tenorziffer 7.6 S. 2 zu einer etwaigen weiteren Methodenfestlegung.

835 Jedoch wird auch auf der Ebene der Festlegung RAMEN das Kriterium aufgegriffen, sofern es sich um eindeutig nicht werthaltige und damit im Gesamtsystem der Anreizregulierung vernachlässigbare Kostenpositionen handelt (s.u. zu den Betriebssteuern, die lediglich 0,1 % der Netzkosten ausmachen).

11.6 Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5)

836 Mit Tenorziffer 7.5 werden die konkreten KA_{nEu} für Verteilernetzbetreiber als solche festgelegt. Die Regelung gilt für Kosten und Erlöse, da bezüglich dieser Kostenanteile eine gesamthafte Anpassung sachgerecht ist.

837 Durchlaufende Posten erfordern keine Einstufung im Tenor, sondern werden im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus aus der Kostenbasis herausgerechnet (siehe hierzu die entsprechenden Regelungen und Erwägungen zum StromNEF). Dies betrifft die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV sowie die Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV.

11.6.1 Vorgelagerte Netzkosten

838 Die vorgelagerten Netzkosten waren bisher nicht nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Verordnungsgeber die vorgelagerten Netzkosten in den Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV mit der Begründung aufgenommen, dass die erforderliche Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene für den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sei (BR-Drs. 417/07, Beschluss, S. 3). Im

Entwurf

Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) findet die vorgenannte Position keine explizite Erwähnung.

839 Der nachgelagerte Netzbetreiber hat keinen Einfluss auf die Veränderung der Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers. Diese sind ausschließlich durch die regulatorisch anerkannten Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers und dessen Absatzprognose getrieben. Die Preiskomponente für die vorgelagerten Netzkosten ist mithin weitestgehend exogen. Zu einem ganz überwiegenden Anteil werden auch die Absatzmengen durch den tatsächlichen Bezug der Letztverbraucher aus dem Netz des nachgelagerten Netzbetreibers determiniert (Arbeit). Aber auch die vom Letztverbraucher in Anspruch genommene Leistung, und damit auch seine eigene Jahreshöchstlast, kann der nachgelagerte Netzbetreiber bisher nur in engen Grenzen beeinflussen. Dazu gehört etwa die Nutzung von Entgelten nach § 19 Abs. 3 StromNEV. Sofern Betriebsmittel singulär von einem Netznutzer in Anspruch genommen werden, können diese über ein gesondertes Entgelt vergütet werden. Erfüllt ein nachgelagerter Netzbetreiber die entsprechenden Voraussetzungen, kann er damit seine vorgelagerten Netzkosten durchaus in gewissem Maße beeinflussen. Sollten in Zukunft entsprechende Beeinflussungen der vorgelagerten Netzkosten vermehrt möglich sein, behält sich die Beschlusskammer eine abweichende Entscheidung vor.

840 Eine Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen zum Zwecke der Minimierung seiner eigenen Entnahmemengen darf der Netzbetreiber nach Maßgabe des §§ 13 Abs. 2, 14 Abs.1 EnWG nicht vornehmen. Mithin ist auch die Mengenkomponente exogen geprägt.

841 Bei Betrachtung der Volatilität der vorgelagerten Netzkosten erweisen sich diese zwar als verhältnismäßig konstant, wenn auch mit ansteigender Tendenz. Allerdings liegen vorgelagerte Netzkosten aufgrund des sogenannten Pancaking-Effekts insbesondere im Elektrizitätsbereich keineswegs gleichartig bei allen Netzbetreibern vor. Würden die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers bei diesem und (anteilig) den nachgelagerten Netzbetreibern als Aufwandsparameter angesetzt, ohne (anteilig) die entsprechenden Vergleichsparameter zu berücksichtigen, käme es zu einer einseitigen Verzerrung des Effizienzvergleichs zu Lasten aller nachgelagerten Netzbetreiber.

842 Anhand der Gesamtwertung der Kriterien insbesondere der Exogenität, aber auch der z.T. fehlenden Gleichartigkeit erfolgt eine Einstufung dieses Kostenanteils als KA_{nEu}.

843 Die im Sachstandspapier Tenorierung mit Erwägungen noch enthaltene KA_{nEu}-Position der vermiedenen Netzentgelte (Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 2 im Sachstandspapier) ist nach aktuellem

Entwurf

Stand nicht mehr relevant und entfällt daher. Insoweit wird einerseits auf das derzeit laufende Verfahren zur „Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028“ (GBK-25-02-1#1) verwiesen. Hiernach ist beabsichtigt, die vermiedenen Netzentgelte bereits ab 2026 schrittweise abzuschmelzen, sodass ab 2029 keine Entgelte für dezentrale Einspeisung mehr ausgezahlt werden sollen. Darüber hinaus treten die nach §§ 21a und 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen, und damit auch § 18 StromNEV, ohnehin zum 31.12.2028 außer Kraft.[53] Ohne eine Nachfolgeregelung sind Entgelte für dezentrale Einspeisung ab dem Jahr 2029 daher auch unabhängig vom Ausgang des Festlegungsverfahren GBK-25-02-1#1 nicht mehr zu gewähren. Mithin bedarf es keiner Einstufung vermiedener Netzentgelte in Bezug auf KA_{nEu}.

11.6.2 Versorgungsleistungen

844 Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen werden als KA_{nEu} anerkannt, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen. Damit wird von den ehemaligen „Personalzusatzkosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 bis 11 ARegV lediglich der Sachverhalt der Versorgungsleistungen in der hier tenorierten Form als KA_{nEu} anerkannt. Die bisher als Personalzusatzkosten häufig gesamthaft vorgetragenen Kostenanteile werden demnach differenziert bewertet.

845 Dies bedeutet nicht, dass die übrigen Kostenanteile der Personalzusatzkosten nicht mehr als solche anerkannt werden könnten oder der Netzbetreiber gehemmt wäre, entsprechend tätig zu werden und z.B. Betriebskindergärten zu betreiben. Es entfällt lediglich die gesonderte regulatorische Behandlung als KA_{nEu}. Auch Entscheidungen der Netzbetreiber zu kostenverursachenden Maßnahmen bei der Suche nach Fachkräften werden im Rahmen der Kostenprüfung und des Budgetprinzips unter Geltung der Anreizmechanismen der Anreizregulierung anerkannt. Mit der Verneinung des Status als KA_{nEu} entfällt lediglich die Möglichkeit, die Kosten ohne einen Effizienzdruck an die Netznutzer „durchzureichen“.

[53] Vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405).

Entwurf

11.6.2.1 Einordnung der Kostenanteile der Versorgungsleistungen in Abgrenzung zu den Lohnzusatzleistungen

846 Keine der vorgenannten Positionen war nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Verordnungsgeber die Kosten in den Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV ohne weitere Begründung aufgenommen (BT-Drs. 417/07, S. 52). Im Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) findet hingegen keine der oben genannten Positionen Erwähnung.

847 Die Position der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen hat jedenfalls eine hohe wirtschaftliche Relevanz. Die Kosten machen einen Anteil von ca. 7 % an der Summe aller Erlösobergrenzen 2023 aus. Die nachfolgende Grafik zeigt eine Unterteilung der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen exemplarisch für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Beide Positionen sind für sich gesehen werthaltig und haben bei Aufsummierung über den dargestellten Zeitraum einen in etwa gleich großen Anteil.

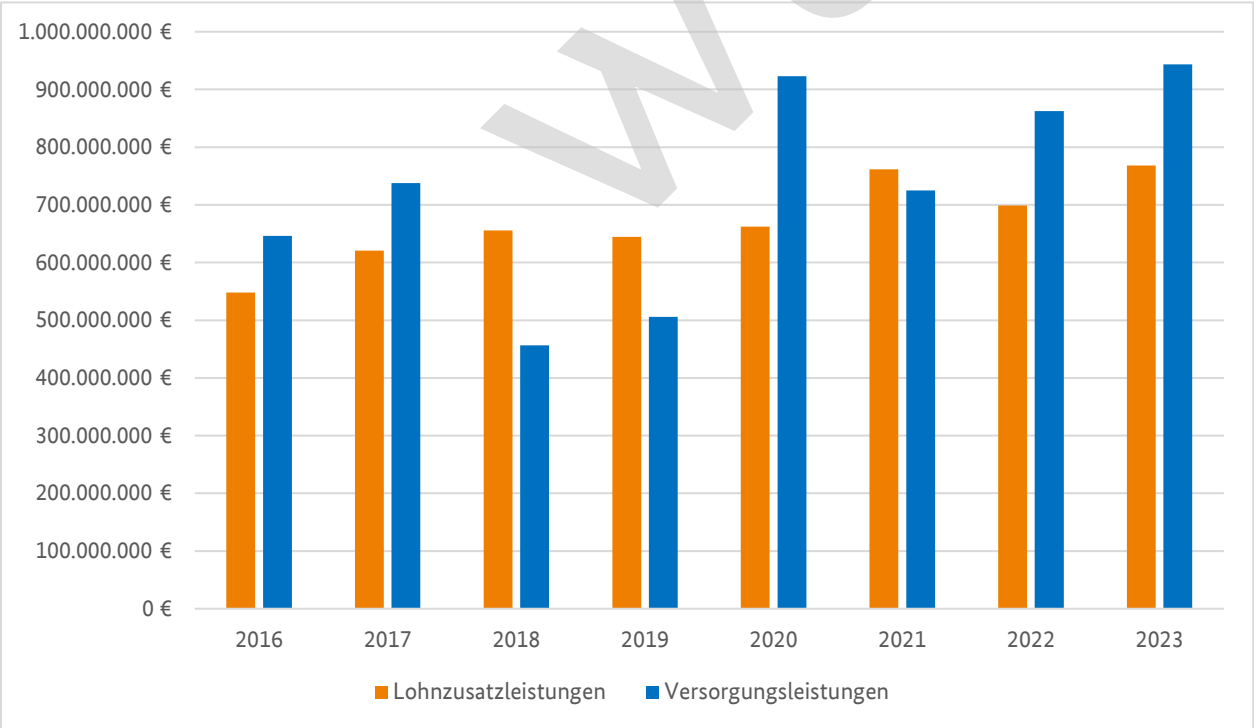

Abbildung 1: Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (2016-2023)

848 Die Abbildung veranschaulicht jedoch, dass die Versorgungsleistungen eine höhere Volatilität aufweisen als die Lohnzusatzleistungen. Intuitiv ist dies ohne weiteres nachvollziehbar, da die Versorgungsleistungen, je nach Ausgestaltung (z.B. im Treuhandmodell), deutlich stärker von

wurf

etwa Börsenwertentwicklungen abhängig sind. Einschränkend ist bei der Differenzierung der Kosten zu beachten, dass die zu Grunde Datenlage bis zum Jahr 2019 bzw. 2020 aufgrund von Fehleintragungen der Netzbetreiber möglicherweise nicht mit hinreichender Gewissheit belastbar ist.

849 Anders als die Versorgungsleistungen, fallen die Lohnzusatzleistungen für eigenes Personal grundsätzlich gleichartig bei allen Netzbetreibern an und weisen eine geringe Volatilität auf. Häufig handelt es sich um tarifvertragliche Vereinbarungen (bspw. Gratifikationen), die branchenweit Anwendung finden. Hierunter fallen z.B. Kosten für Dienstwagen, Jahressonderzahlungen, Jubiläumsvergütungen, Leistungszulagen oder Mehrarbeitszuschläge). Insofern besteht eine Vergleichbarkeit mit der Lohnkomponente der Personalkosten.

850 Bei den Versorgungsleistungen verhält es sich hingegen so, dass diese sehr häufig auf Betriebsvereinbarungen beruhen und sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Während eine Vielzahl von Netzbetreibern sogenannte Versorgungskassen oder Versicherungen zur Altersabsicherung heranziehen, arbeiten andere Netzbetreiber mit sogenannten Treuhandmodellen. Beide Systeme führen insbesondere im Zeitverlauf zu sehr unterschiedlichen Kostenbelastungen bei den Netzbetreibern. Während bei den Lohnzusatzleistungen eher von einer geringen Volatilität auszugehen ist, ist diese bei den Versorgungsleistungen eher hoch. Bei den Versorgungsleistungen wählen die Netzbetreiber zwischen den verschiedensten Modellen, die in unterschiedlichem Maße Kosten hervorrufen. Beispielsweise können Versorgungsleistungen durch unmittelbare Zusagen des Netzbetreibers ohne wesentliche Zusatzabsicherung bewirkt werden. Dieser Sachverhalt wird sodann mit Rückstellungen beim Netzbetreiber abgebildet, bei denen aufgrund von Zinseffekten eine aufwandsseitige Volatilität der Zinskomponente bestehen kann. Alternativ können Versorgungskassen oder Versicherungen herangezogen werden, was eher zu konstanten Aufwendungen führt. Zudem können Netzbetreiber ausgelagerte Treuhand-Fonds wählen, die eher marktlich agieren, was entsprechend volatile Zuführungen hervorrufen kann. Diese Wahlfreiheit führt aber letztlich dazu, dass die Versorgungsleistungen eher ungleichartig sind und je nach Modell einer unterschiedlich hohen Volatilität unterliegen.

851 Die kollektiv-arbeitsvertraglich verankerten Lohnzusatzleistungen können vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflusst und angepasst werden. Der Netzbetreiber hat auf längere Sicht betrachtet und auf den Zeitpunkt der Kostenverursachung bezogen, einen erheblichen

Entwurf

Einfluss auf das Entstehen und die Anwendung einer kollektiv-arbeitsrechtlichen Vereinbarung. Zudem beeinflusst er in hohem Maße das zu Grunde liegende Mengengerüst, sprich die Anzahl der begünstigen Personen. In dieser Hinsicht sind die Lohnzusatzleistungen weitgehend mit den grundsätzlichen Personalkosten vergleichbar.

852 Im Hinblick auf Anreizwirkungen gilt, dass die Veränderung der Kostenposition der Versorgungsleistungen vielfach zu erheblichen Teilen aufgrund einer Veränderung des Zinssatzes und der daraus abgeleiteten diskontierten Bewertung erfolgt. Besondere Anreize sind für den Netzbetreiber hier nicht gegeben, er kann sich dieser Veränderung durch sein eigenes wirtschaftliches Agieren kaum entziehen. Anders sieht es bei der Position der Lohnzusatzkosten. Hier bestehen Handlungsmöglichkeiten und soweit diese Kostenpositionen dem Effizienzvergleich unterliegen, werden zugleich Anreize für den Netzbetreiber gesetzt, der Erfüllung dieser Aufgaben in effizienter Art und Weise nachzukommen. Aufgrund der Gleichartigkeit und geringen Volatilität dieser Kostenpositionen können diese zudem, wie auch die Lohnbestandteile der Personalkosten, im Effizienzvergleich abgebildet werden.

853 Diese Wertungen decken sich im Wesentlichen mit den bisher vorgebrachten Stellungnahmen zu dieser Thematik, wenn auch seitens der Netzbetreiberbranche darüber hinaus die generelle Forderung erhoben wurde, z.B. sämtliche Personalkosten zu nicht beeinflussbaren Kosten zu erklären. So wurde die Exogenität und Volatilität der Kosten in besonderem Maße bei den Altersversorgungsaufwendungen identifiziert (Verweis auf exogene Faktoren wie Sterbetafeln, Rententrends, Kapitalisierungszinssätzen und Tarifabschlüssen). Auch wurde bezüglich der Zuführungen zu Pensionsrückstellungen auf die exogenen Entwicklungen an den Finanzmärkten verwiesen. Zinsschwankungen am Finanzmarkt hätten zudem in den letzten Jahren zu erheblichen Schwankungen der Altersversorgungsaufwendungen geführt. Entsprechende Argumente zu den übrigen Personalzusatzkosten wurden nicht vorgebracht.

854 Im Ergebnis werden Kosten aus Lohnzusatzleistungen und Kosten aus Versorgungsleistungen unterschiedlich behandelt. Aufgrund der höheren Volatilität und der geringeren Gleichartigkeit werden die Versorgungsleistungen als KA_{nEu} eingestuft. Die Lohzusatzleistungen weisen hingegen keine vergleichbare Volatilität auf und sind wie Personalkosten eher gleichartig, so dass eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil erfolgt.

Entwurf

11.6.2.2 Entfall der Stichtagsregelung

855 Bei der hier erfolgenden Anerkennung von Versorgungsleistungen als KA_{nEu} wird auf die bisherige Stichtagsregelung verzichtet. Ein solcher Stichtag lässt sich nicht aus den formulierten Kriterien in Bezug auf die Exogenität, Volatilität und Gleichartigkeit ableiten. Auch jenseits dieser ausformulierten Kriterien dürfte sich eine solche Stichtagsregelung im Hinblick auf reine Sacherwägungen nur schwerlich begründen lassen. Die Beschlusskammer behält sich jedoch vor, die Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen z.B. im Hinblick auf das Kriterium der Branchenüblichkeit bezogen auf die Energiewirtschaft und/oder die Gesamtwirtschaft zu prüfen und erforderlichenfalls die Regelung dementsprechend einzuschränken.

11.6.2.3 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen

856 Im Hinblick auf den Wortlaut der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen wird durch eine Übernahme dieser Formulierungen aus § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV die bisherige Rechtslage insoweit fortgeführt.

11.6.2.4 Geltung für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal

857 Insoweit ist eine zum Teil klarstellende und zum Teil vereinfachende Regelung beabsichtigt, wonach die Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen müssen. Hierunter können auch inaktive Mitarbeiter fallen, die zuvor im Netzbereich beschäftigt waren. Erfasst ist auch die echte Arbeitnehmerüberlassung im Sinne des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes. Unter dem Begriff des Netzbereichs sind die entsprechenden Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG bezüglich der buchhalterischen Entflechtung zu verstehen.

858 Vereinzelt wurde in den Stellungnahmen gefordert, die Regelung auf entsprechende Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern zu erstrecken und als KA_{nEu} anzuerkennen. Dem ist nicht zu folgen. Der Netzbetreiber hat außerhalb der Arbeitnehmerüberlassung keine echte Kostenkontrolle. Schon unter § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV war höchstrichterlich geklärt, dass die insoweit vorgenommene Differenzierung zwischen Personalkosten und Kosten für Dienstleistungen mit höherrangigem Recht vereinbar ist. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen längerfristige Bindungen

Entwurf

ergeben können, denen sich ein Netzbetreiber, der davon betroffene Arbeitnehmer einsetzt, nicht ohne weiteres entziehen kann, während Kosten, die dem Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen entstehen, auch dann nicht zu einer in vergleichbarer Weise unumgänglichen Belastung führen, wenn die Leistungen von einem verbundenen Unternehmen erbracht werden.[54] Die Beschlusskammer hält daher an der Regelung in Tenorziffer 7.5 Nr. 2 fest.

11.6.2.5 Abbildung von Zinsanteilen im Rahmen der Anpassungsregelung bei Geltung eines WACC-Ansatzes

859 Unabhängig vom konkreten Modell der Ausgestaltung der Versorgungsleistungen (etwa als Direktzusage, mittels Contractual Trust Agreement (CTA) oder über eine Versorgungskasse) erfolgt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich aller etwaigen Zinskomponenten. Die Zinskomponenten schließen dabei den Aufwand aus der Auf- und Abzinsung sowie auch ggf. die Abbildung des Kurswertänderungsrisikos (Aufwand oder Erträge aus dem Deckungsvermögen) ein.

860 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 9.2). Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant. Dies verdeutlicht die folgende beispielhafte Berechnung:

861 Bei einer beispielhaften gesamten Verzinsungsbasis von 100 und einem angenommenen Anteil des Fremdkapitals im WACC-Ansatz von 60 % wäre also die Verzinsungsbasis für das Fremdkapital 60, und zwar unabhängig vom tatsächlichen Bestand der Pensionsrückstellungen. Auch auf die Entwicklung des Bestandes im Verlauf der Regulierungsperiode kommt es nicht an. Zinsanteile etwa aus entsprechenden

[54] BGH, Beschluss vom 12. November 2019 –EnVR 109/18.

Entwurf

Pensionsrückstellungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, werden innerhalb des WACC-Ansatzes im pauschalen Fremdkapitalanteil zunächst unterschiedslos mitberücksichtigt. Im Beispiel bleibend ergäbe sich demnach bei einem angenommen FK-Zinssatz von 3 % und einer Verzinsungsbasis für das Fremdkapital von 60 (100 x 60 %) eine pauschale Fremdkapitalverzinsung von 1,8 (60 x 3 %). Angenommen, in der Bilanz wird für Pensionsrückstellungen ein Bestand im Basisjahr von 10 ausgewiesen, reduziert sich die pauschale Fremdkapitalverzinsung damit rechnerisch auf 1,5 (1,8 – 10 x 3 %). Die verbleibende pauschale Fremdkapitalverzinsung von rechnerisch 1,5 wird über den Kapitalkostenabzug nach Tenorziffer 9 und unter Anwendung der Effizienzvorgaben nach Tenorziffer 10 fortgeführt. Die insoweit erfolgende Korrektur der pauschalen Fremdkapitalverzinsung ergibt sich daraus, dass der Korrekturbetrag als Teil der KA_{nEu} jährlich anpassbar ist. Er unterliegt anders als die pauschale Fremdkapitalverzinsung im Übrigen gerade keiner Effizienzvorgabe nach Tenorziffer 10. Ohne diese Korrektur ergäbe sich aufgrund der vollständigen Anerkennung von $KA_{nEu,t}$ für Versorgungsleistungen eine doppelte Verzinsung der Pensionsrückstellungen.

862 Die Anpassung des in der Gewinn- und Verlustrechnung enthaltenen, tatsächlichen Zinsaufwands für Pensionsrückstellungen erfolgt demnach jährlich über die Regelungen zu KA_{nEu}. Tenorziffer 7 S. 3 der Festlegung StromNEF steht dieser Anpassung aufgrund der Ausnahme für KA_{nEu} (vgl. Tenorziffer 7 S. 4 Festlegung StromNEF) nicht entgegen. Dies stellt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich der Zinskomponenten sicher.

863 Im Ergebnis wird die diesbezügliche Verwaltungspraxis sicherstellen, dass es im Zuge der Anpassungen nicht zu einer doppelten Anerkennung von Kosten kommen wird. Hierbei müssen die innerhalb des WACC-Ansatzes pauschal anerkannten Zinskosten im Hinblick auf den Abgleich der Kostenanteile $KA_{nEu,0}$ und $KA_{nEu,t}$ berücksichtigt werden. Wie zuvor beschrieben, muss ein Teil der über den WACC-Ansatz pauschal anerkannten Fremdkapitalzinsen anhand der tatsächlichen Verhältnisse der Rückstellungsbestände im Basisjahr bezüglich der Versorgungsleistungen als Teil von $KA_{nEu,0}$ bestimmt, von $CAPEX_0$ abgezogen und als $KA_{nEu,t}$ angepasst und fortgeführt werden.

Entwurf

11.6.3 Kosten des Anschlussnetzbetreibers gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG

864 Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber werden Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG in ihrer tatsächlichen Höhe entstehen, als KA_{nEu} anerkannt. Bei diesen Kosten handelt es sich um den Anteil an den Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung, den der jeweilige Anschlussnetzbetreiber nach dem MsbG tragen muss. Es werden nur die Kosten für iMSys an abrechnungsfähigen Zählpunkten berücksichtigt. Als abrechnungsfähig gelten nur solche Zählpunkte, die mit einem iMSys nach § 29 Abs. 1 und 2 MsbG ausgestattet sind und für die der § 30 Abs. 5 MsbG dem Messstellenbetreiber nicht untersagt, ein Entgelt gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber abzurechnen. Es werden nur Kosten für Steuerungseinrichtungen an abrechnungsfähigen Netzanschlusspunkten berücksichtigt. Als abrechnungsfähig gelten nur solche Netzanschlusspunkte, die nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG mit einer Steuerungseinrichtung ausgestatten sind.

865 Die Beschlusskammer sieht die dem Anschlussnetzbetreiber daraus entstehenden Kosten als exogen an, da aufgrund der Rollentrennung von Messstellenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber die Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung letztlich der nach § 29 i.V.m. § 45 MsbG dazu verpflichtete Messstellenbetreiber umsetzt. Auch die Höhe der Beteiligung an den Entgelten für die Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung ist durch den Anschlussnetzbetreiber nicht beeinflussbar. Es liegt im Ermessen des Messstellenbetreibers, den auf den Anschlussnetzbetreiber entfallenden Teil der Entgelte, maximal in Höhe seines Anteils an der Preisobergrenze (POG), diesem auch in Gänze in Rechnung zu stellen. Bei diesen Kosten handelt es sich somit um solche, die sich aus gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG ergeben können.

866 Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass sich die regulatorische Kosteneinordung der Tenorziffer 7.5 Nr. 3 auf die jeweils geltenden POG des MsbG bezieht und nicht auf die zum Zeitpunkt des Erlasses dieser Festlegung geltenden POG abstellt. Denn nach § 33 MsbG wird

Entwurf

die Bundesnetzagentur ermächtigt durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG einzelne oder alle Preisobergrenzen nach den §§ 30 und 32 sowie einzelne oder alle Vermutungstatbestände nach § 35 anzupassen, aufzuheben oder neue Preisobergrenzen oder Vermutungstatbestände festzulegen.

867 Derzeit werden Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber aus seinem Anteil an den Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit iMSys gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG entstehen, durch die Festlegung BK8-23/007-A (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet. Diese Festlegung wird durch die vorliegenden Regelungen abgelöst und gemäß Tenorziffer 18 aufgehoben.

11.7 Ablehnung von KA_{nEu}

868 Wie eingangs erörtert, werden hier alle weiteren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV und die aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare eingestuft sind, behandelt, die eine aktuelle Relevanz für Netzbetreiber haben. Das Sachstandspapier enthielt in Tenorziffer 7.5 eine Auflistung der im Vergleich zu § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV abgelehnten KA_{nEu} Positionen. In verschiedenen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass dieser Auflistung keine eigenständige Regelungswirkung zukomme und daher entfallen solle. Diesen Aspekt hat die Beschlusskammer aufgegriffen und die entsprechende Auflistung in Tenorziffer 7.5 entfernt. Aus der verbleibenden, positiven Regelung der Tenorziffer 7.5 ergibt sich, dass die übrigen Kostenpositionen aus § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nach Ansicht der Beschlusskammer die Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nicht erfüllen. Konkretisierend hierzu hat die Beschlusskammer klargestellt, dass eine vertiefte Erörterung der Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nur in Bezug auf Kostenanteile stattgefunden hat, die entweder nach § 11 Abs. 2 ARegV oder aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingestuft sind.

869 Soweit in Stellungnahmen darüber hinaus eine Einstufung von weiteren Kosten, wie beispielsweise die Kosten für den Aufbau des 450-MHz Funknetzes, als KA_{nEu} gefordert wurde, erfolgt vor diesem Hintergrund durch diese Festlegung keine Entscheidung. Weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen,

Entwurf

könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung bleiben (siehe hierzu auch Rn. 812 f.).

11.7.1 Betriebssteuern

870 Die zuvor in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV aufgrund der Vorgabe aus § 21a Abs. 4 S. 2 2. HS EnWG (a.F.) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil anerkannten Betriebssteuern werden nicht als KA_{nEu} anerkannt. Unter Betriebssteuern in diesem Sinne sind alle Steuern zu verstehen, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Damit stellen Ertragssteuern (Steuern auf Einkommen und Gewinn) keine Betriebssteuern dar. Unter die Betriebssteuern fallen die KfZ-Steuer, die Grundsteuer und die Stromsteuer.

871 Zwar weisen Betriebssteuern aufgrund der staatlichen Vorgabe eine hohe Exogenität auf und werden im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 2. HS EnWG zusammen mit Abgaben genannt. Jedoch ist die Position nicht nur sehr gleichartig und konstant (also nicht volatil), sondern weist mit einem Anteil von ca. 0,1 % an den Gesamtkosten einen äußerst geringen Wert auf. Insgesamt ist die wirtschaftliche Relevanz dieser Position vernachlässigbar.

11.7.2 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen

872 Zu den Erwägungen, mit denen Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen unabhängig vom Datum der Vereinbarung nicht als KA_{nEu} anerkannt werden, wird zunächst auf die entsprechenden Ausführungen bei der Anerkennung der Versorgungsleistungen verwiesen.

873 Darüber hinaus hat die Beschlusskammer sich auch von den folgenden Erwägungen leiten lassen:

874 Sozialpartnerschaft, Tarifautonomie und Wertschätzung werden nach Überzeugung der Beschlusskammer durch den angestrebten Regulierungsrahmen nicht gefährdet. Den Sozialpartnern der Netz- und Energiewirtschaft ist es nach wie vor unbenommen möglich, Tarifverträge und Betriebsvereinbarungen frei zu verhandeln und zu beschließen. Branchenweite Regelungen sind dann für alle Netzbetreiber einschlägig, was hier die Gleichartigkeit der daraus resultierenden Kosten unterstreicht.

875 In diesem Zusammenhang ist auch zu erwähnen, dass die Einbeziehung solcher Kosten in das Budgetprinzip für die Netzbetreiber und die Beschäftigten auch Vorteile bieten kann. Denn

Entwurf

damit ist die Sicherheit verbunden, ein entsprechendes Budget für die gesamte Regulierungsperiode zur Verfügung zu haben und frei verwenden zu können. Dagegen müssen die nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten im Detail jährlich nachgefahren werden, das heißt gegebenenfalls auch nach unten korrigiert werden.

876 Lohnzusatzleistungen erfüllen nicht die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit und Volatilität. In Bezug auf die Exogenität wurden in den Stellungnahmen insbesondere die Energiewende als exogener Faktor, dadurch bedingte oder aus anderen Gründen steigende Personalbedarfe genannt.

877 Die Beschlusskammer erkennt durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Jedoch könnte diese Erwägung auch bei einer Vielzahl von weiteren Kostenpositionen angeführt werden, da diese Aspekte einen sehr wesentlichen Teil der grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ausmachen. Es wäre daher nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen. Häufig wurde zudem auf im Zuge der Energiewende steigende Personalbedarfe und damit steigende Personalkosten verwiesen. Auch hieraus ergibt sich jedoch keine überwiegende Exogenität der Kostenposition. Zunächst ist festzuhalten, dass auch eine steigende Tendenz einer Kostenposition nicht zwingend die Beeinflussbarkeit der entsprechenden Position beeinträchtigt. Soweit es aufgrund der Energiewende zu einer Änderung oder auch Erweiterung der Versorgungsaufgabe kommt, muss jeder Netzbetreiber individuell bewerten, wie er die neuen Aufgaben am effizientesten erfüllen kann. Dies kann durch die Neueinstellung qualifizierten Personals erfolgen, wobei auch in diesem Fall die grundsätzliche Beeinflussbarkeit von Lohnzusatzleistungen nicht ausgeschlossen wäre (vgl. Rn. 851). Neben Personalaufwuchs gibt es in der Regel indes auch Alternativen, um neue Aufgaben zu erfüllen, bspw. das vermehrte Setzen auf Dienstleistungen oder verstärkte Investitionen in Automatisierung. Es verbleibt demnach ein nicht unerheblicher Einfluss auf die Kosten. Im Übrigen können solche Entwicklungen zukünftig durch die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode schneller und unbürokratischer nachgefahren werden. Netzbetreiber müssen die Notwendigkeit der jeweiligen Kosten dann nicht mehr jährlich aufbereiten, abgrenzen und belegen. Hier standen in der Vergangenheit teilweise die Höhe der Kosten von Einzelsachverhalten und der zu betreibende Aufwand sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Regulierungsbehörden in einem Missverhältnis. In der anstehenden

Entwurf

fünften Regulierungsperiode, die letztmalig eine Dauer von fünf Jahren haben wird, ist zudem die Einführung eines gesonderten Instruments zur Abbildung von Betriebskosten gemäß Tenorziffer 3.2 vorgesehen. Hierdurch können Änderungen aller Betriebskosten mit einem vereinfachten Ansatz während der Regulierungsperiode abgebildet werden.

878 Auch eine gesteigerte Volatilität der Lohnzusatzleistungen lässt sich nicht feststellen. Zwar ist im Zeitverlauf der Jahre 2016 bis 2023 eine moderate Steigerung der Kosten aus Lohnzusatzleistungen zu beobachten gewesen (siehe Abbildung 1 oben). Eine moderate Steigerung führt jedoch nicht zur Volatilität einer Kostenposition. Von den betrachteten sieben Jahren ist lediglich in einem Fall, nämlich zwischen den Jahren 2020 und 2021, dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode Strom, ein etwas größerer Sprung von ca. 662 Mio. € auf ca. 762 Mio. € zu beobachten. Dieser Sprung ist jedoch nicht zu vergleichen mit den deutlich häufigeren und größeren Schwankungen im Bereich der Versorgungsleistungen. Da die Lohnzusatzleistungen im Gegensatz zu den Versorgungsleistungen nicht in relevantem Umfang abhängig von der Zinsentwicklung oder Börsenwertentwicklung sind, ist nicht zu erwarten, dass sich dieser Umstand ändert.

879 Allein die Tatsache, dass Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien und sich dadurch auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe ergäben, führt nicht zur fehlenden Gleichartigkeit der Kosten. Im Vordergrund steht, ob Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber abgebildet werden können. Es ist für eine Gleichartigkeit im Sinne der Tenorziffer 7.3 daher ausreichend, wenn die Kostenposition bei einer Vielzahl von Netzbetreibern in zumindest ähnlicher Weise auftritt. Die Energiewende betrifft grundsätzlich sämtliche Netzbetreiber. Unterschiedliche Betroffenheit aufgrund von strukturellen Unterschieden (z. B. Größe des Netzgebiets, städtische oder ländliche Prägung, etc.) ist kein Sachverhalt, der auf die Energiewende beschränkt ist. Strukturelle Unterschiede sind im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Sie widerlegen die grundsätzliche Gleichartigkeit der Kostenposition aber nicht.

880 Auch mag es dem Grunde nach zutreffen, dass es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern gibt. Diese allenfalls marginalen Unterschiede stellen aus Sicht der Beschlusskammer die Gleichartigkeit der Kosten nicht in Frage. Kosten sind gleichartig im Sinne der Tenorziffer 7.3, wenn sie zumindest in ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben sind.

Entwurf

11.7.3 Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten

881 Die Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit, Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten werden aufgrund der Gleichartigkeit und der hohen Konstanz nicht als KA_{nEu} anerkannt.

882 Bezüglich der Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit gilt, dass diese aufgrund von gesetzlichen Vorgaben zwar exogen geprägt sind (§ 40 BetrVG, wonach die durch die Tätigkeit des Betriebsrats entstehenden Kosten der Arbeitgeber zu tragen hat). Jedoch sind diese Kostenanteile mit 0,2 % der Gesamtkosten sehr gering und damit eindeutig nicht werthaltig. Diese Kostenanteile sind zudem vergleichbar mit sonstigen Kosten aufgrund von gesetzlichen Vorgaben etwa zu Brandschutz und Arbeitsschutz. Entsprechende Kosten fallen bei allen Netzbetreibern an, sodass sie im üblichen Ausmaß auch etwa nicht zu Nachteilen im Effizienzvergleich führen und Teil des Budgets im Rahmen der Anreizregulierung sein können.

883 Die Kriterien Volatilität und fehlende Gleichartigkeit sind aus Sicht der Beschlusskammer nicht erfüllt. Die Anzahl der Betriebsratsmitglieder richtet sich nach der Größe der Belegschaft und schwankt üblicherweise nicht. Im Übrigen spricht die Tatsache, dass der Betriebsrat abhängig von der Anzahl der Belegschaft ist, nicht gegen die Gleichartigkeit. Ein Beleg für die Volatilität der Kosten ist dies ebenfalls nicht.

884 Die Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten sind nicht nur gleichartig und nur gering volatil, sondern auch eher endogen geprägt, vergleichbar mit den Lohn- und den Lohnzusatzkosten. Zudem spricht die geringe Werthaltigkeit von 0,8 % der Gesamtkosten tendenziell gegen die Notwendigkeit, diese Kostenanteile als KA_{nEu} einzustufen.

885 Im Hinblick auf Anreizwirkungen gilt, dass bei den Positionen der Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und bei Betriebskindertagesstätten durchaus gewisse Handlungsmöglichkeiten bestehen, diese Kostenanteile effizient auszugestalten und daher diese Kostenpositionen dem Effizienzvergleich unterliegen können. Auch in Bezug auf diese Kosten erkennt die Beschlusskammer durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Wie zuvor bereits ausgeführt, wäre es

Entwurf

jedoch nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen.

886 Nach dem Vortrag der Stellungnahmen seien die erforderlichen Kriterien auch in Bezug auf Aus- und Weiterbildungskosten erfüllt. Aufgrund der demografischen Entwicklung der Belegschaften der Netzgesellschaften gebe es sehr unterschiedliche Ausbildungsbedarfe und damit auch eine individuelle Entwicklung je Netzgesellschaft und daher sehr unterschiedliche Kosten zwischen den Netzbetreibern (fehlende Gleichartigkeit). Dem ist entgegenzuhalten, dass letztlich sämtliche Netzbetreiber von demografischen Entwicklungen betroffen sind. Hier kann es zwar unterschiedliche Ausmaße geben. Es handelt sich aber nicht um netzbetreiberspezifische Entwicklungen, sondern um in erster Linie regionale Phänomene, sodass es immer eine Reihe von Netzbetreibern geben wird, die in ähnlicher Weise betroffen sind. Für die Höhe von Weiterbildungskosten hat die demografische Entwicklung allenfalls eine untergeordnete Bedeutung. Das Kriterium der fehlenden Gleichartigkeit ist nach Auffassung der Beschlusskammer mithin nicht erfüllt.

887 Schließlich ist auch eine Volatilität der Position nicht zu erkennen. Das Kriterium der Volatilität ist nichts bereits erfüllt, wenn sich Kosten lediglich nicht konstant entwickeln oder wenn sie unterschiedlich steigen. Wie zu Tenorziffer 7.4 erläutert, kommt es insbesondere auf eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich an. Beispielsweis lässt sich eine Schwankungsbreite der Berufsaus- und Weiterbildungskosten, die negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs erwarten ließen, aus den Vergangenheitsdaten nicht ablesen. Diese Erkenntnis wird durch den in den Stellungnahmen in diesem Zusammenhang vorgebrachten Hinweis, die entsprechenden Kosten seien zwischen 2016 und 2023 – also einem achtjährigen Zeitraum – um ca. 45 % gestiegen, nicht erschüttert.

11.7.4 Forschung und Entwicklung

888 Die Anerkennung von Kosten und Erlösen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a ARegV wird nicht fortgeführt. Der Anteil dieser Kosten an den Gesamtkosten beträgt nahe 0 % (Anteil an den Erlösobergrenzen 2023). Die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit ist zudem sehr endogen geprägt. Anfall und Höhe der entsprechenden Kosten sind stark vom Netzbetreiber beeinflussbar.

889 Die Fortschreibung des § 25a ARegV erfolgt jedoch ohne einen Bezug der Regelung zu KA_{nEu} und ermöglicht als Anreizelement einen etwaigen Aufwuchs der Kosten für Forschung und

Entwurf

Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr (vgl. Tenorziffer 17). Die bisherige Regelung in § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 12a ARegV („Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a“) galt zudem nicht für die Kosten im Basisjahr als KA_{dnb}, sondern für den Zuschlag nach § 25a ARegV. Hiermit wurde die Anpassung des Zuschlags innerhalb der Regulierungsperiode umgesetzt.

11.7.5 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen

890 Die Erträge aus der Auflösung dieser Positionen werden in den Kapitalkostenabgleich überführt, was gemäß der bisherigen Rechtslage für die Bestandspositionen bereits der Fall ist. Dies ist im Hinblick auf die Anreizwirkung sachgerecht. Netzbetreiber sollen entsprechende Beiträge und Zuschüsse verursachungsgerecht zur Kostenminderung erheben bzw. beantragen. Die Positionen sind zudem gleichartig und weitestgehend konstant.

891 Im Gasbereich kann die Flexibilisierung der Auflösungsmodalitäten über die entsprechenden Regelungen auch im Kapitalkostenabzug abgebildet werden. Etwaige Fragestellungen im Hinblick auf die Standardisierung dieser Kapitalkosten betrifft die Bestimmung des Aufwandsparameters für den Effizienzvergleich durch eine entsprechende Methodenfestlegung.

11.7.6 Ablehnung mangels Betroffenheit oder Relevanz

892 Eine Vielzahl von weiteren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV hat für Verteilernetzbetreiber ohnehin keine Relevanz.

893 Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV sind seit 2019 nicht mehr angefallen. Durch den Entfall der Investitionsmaßnahmen sind zudem die Positionen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 und 6a ARegV nicht mehr relevant. Erdkabelmehrkosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV sind seit 2019 nicht mehr in dieser Kategorie angefallen und könnten ohnehin unmittelbar über den Kapitalkostenaufschlag geltend gemacht werden.

894 Die Regelungen in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8b, 12, 16 und 18 ARegV betreffen grundsätzlich nur Übertragungsnetzbetreiber und sind daher für die Festlegung RAMEN nicht relevant. Ebenso sind verfahrensregulierte Kosten (§ 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV) für Verteilernetzbetreiber nicht von praktischer Relevanz.

Entwurf

11.8 Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6)

895 Wie erörtert, können erforderlichenfalls weitere Kostenanteile durch eine Methodenfestlegung zu KA_{nEu} erklärt werden, sofern die Kriterien nach den Tenorziffern 7.1 bis 7.4 dies ermöglichen. Hierbei wäre auch zu regeln, wie der Anpassungsmechanismus dieser Kostenanteile ausgestaltet wird (siehe Tenorziffer 7.7 zur Anpassung mit Ist-Werten (t-2) oder mit Planwerten und anschließendem Ist-Abgleich im Regulierungskonto).

896 Tenorziffer 7.6 S. 2 stellt als reine Ermessensvorschrift klar, dass hierbei auch das Kriterium der Werthaltigkeit aufgegriffen werden kann (s.o. etwa zu Betriebssteuern als deutlich nicht werthaltiger Kostenanteil).

11.9 Ermittlung und Anpassung der KA_{nEu} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7)

897 Tenorziffer 7.7 S. 1 stellt klar, dass aus dem Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 durch die zuständige Regulierungsbehörde der Wert $KA_{nEu,0}$ zu ermitteln ist. Wie die eigentliche Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die Regulierungsbehörde stellt dies noch keine Verfahrensregelung dar.

898 Gemäß Tenorziffer 7.7 S. 2 erfolgt sodann die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert $KA_{nEu,t}$ durch den Netzbetreiber, was eine Verfahrensregelung darstellt (Verzicht auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige).

899 Bezüglich dieser Anpassung regeln Tenorziffer 7.7 S. 3 und 4 wiederum in rein materieller Hinsicht, ob bei der Anpassung auf Ist-Werte (t-2) oder Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto abzustellen ist. Bezüglich der Kostenanteile für Versorgungsleistungen ist demnach auf Ist-Werte abzustellen. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage. Die abweichende Anerkennung von Planwerten bei vorgelagerten Netzkosten mit einem Abgleich im Regulierungskonto stellt im Ergebnis im Wesentlichen ein Abstellen auf Ist-Werte dar, da diese Werte im Zeitpunkt der Entgeltbildung aufgrund der vorherigen Veröffentlichung von Entgelten der vorgelagerten Netzebenen in der Regel bereits abschließend feststehen. Die Abwicklung der MsbG-Kosten als Planwert ist aufgrund des Verlaufs des Markthochlaufs der Digitalisierung der Energiewende sachgerecht.

900 Die in einzelnen Stellungnahmen geäußerte Empfehlung, zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen und sich damit auch bei den betrieblichen

Entwurf

und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen, folgt die Beschlusskammer nicht. Der Grundgedanke des „Jährlichkeitsprinzips“, der der systemischen Sonderstellung der Übertragungsnetzbetreiber und den besonderen Herausforderungen und Entwicklungen des Übertragungsnetzes Rechnung trägt (vgl. hierzu Rn. 558), lässt sich auf den Regulierungsansatz der vorliegenden Festlegung nicht übertragen. Vielmehr spricht die mit dieser Festlegung verfolgte Grundkonzeption gegen die Ausweitung der zeitgleichen Anerkennung (t0) (vgl. ausführlich Rn. 776 ff.). Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t0) soll im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben. In Bezug auf die Anerkennung und Anpassung von Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2, 7.7 liegt eine solche Ausnahme nicht vor. Eine Vereinfachung wäre im Fall von Versorgungsleistungen hiermit nicht zu erreichen. Denn im Gegensatz zu beispielsweise den vorgelagerten Netzkosten liegen diese Werte zum Zeitpunkt der Entgeltbildung nicht nahezu abschließend vor.

12. Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

901 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer auch hier dazu entschieden, im Sinne einer zügigen Verfahrensführung auf der Ebene der Rahmenfestlegung nicht nur abstrakte Kriterien festzulegen, sondern auch Kostenanteile, die bisher verordnungsrechtlich als volatile Kostenanteile angesehen werden, anhand der definierten Kriterien abschließend zu prüfen und entsprechend einzuordnen. Weitere Sachverhalte können erforderlichenfalls auf der Ebene einer weiteren Methodenfestlegung abgehandelt werden. Dieses Konzept entspricht grundsätzlich auch der bisherigen Systematik, wonach der Verordnungsgeber einen Katalog von Kostenanteilen nach den bisherigen Maßgaben verordnungsrechtlich bestimmt hat und zugleich die Regulierungsbehörde für weitere Sachverhalte die Einordnung bestimmen konnte.

902 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung (vgl. Tenorziffer 8.3) beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden.

12.1 Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1)

903 Die Kostenkategorie der sogenannten volatilen Kostenanteile wird bezüglich der Grundsätze im Wesentlichen entsprechend zur bisherigen Rechtslage fortgeführt. Dies betrifft gemäß

Entwurf

Tenorziffer 8.1 S. 1 Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann. Hierunter können Kosten, Erlöse und auch Erträge fallen. Nach Tenorziffer 8.1 S. 2 erfolgt die Bewertung der Volatilität entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 7.4 S. 1, wonach die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen kann.

904 Volatile Kostenanteile werden jährlich in der Erlösobergrenze angepasst (VK_t), unterliegen im Hinblick auf die Höhe im Basisjahr (VK_0) aber gleichzeitig den Effizienzvorgaben aus einem Effizienzvergleich. Demnach sind sie auch als Bestandteil der Aufwandsparameter im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Im Basisjahr bestehen entsprechend Anreize, diese Kosten gering zu halten. Durch das Nachfahren innerhalb der Regulierungsperiode wird jedoch das Budgetprinzip teilweise aufgebrochen und kann entsprechend insoweit keine Anreizwirkung entfalten. Daher können volatile Kosten mit eigenen, separaten Anreizmechanismen belegt werden, wie dies etwa aktuell bei Verlustenergie der Fall ist.

905 Die namensgebende Volatilität ist prägendes Element. Während die grundsätzliche Beeinflussbarkeit, also Endogenität, dieser Kosten bejaht wird und daher eine Einordnung als KA_{nEu} ausscheidet, schwanken diese Kosten im Zeitablauf so erheblich, dass bei Anwendung des Budgetprinzips größere Zufallsgewinne oder Zufallsverluste regelmäßig auftreten können. Beispielweise kann eine zu beschaffende Menge eines Gutes Folge der Entscheidungen eines Netzbetreibers sein, der jeweilige Preis kann sich dann aber allein aus dem Marktumfeld ergeben und dabei sehr großen Schwankung unterliegen. Durch den Ausweis als volatile Kostenanteile geht in diesem Fall das Preisrisiko vom Netzbetreiber auf den Netznutzer über.

906 Da die volatilen Kostenanteile im Basisjahr insbesondere im Effizienzvergleich mittels Vergleichsparametern abgebildet werden können und substitutionale Verhältnisse zu anderen Kostenarten bestehen (so etwa beim Redispatch zu Netzausbaukosten), wird auch weiterhin der Effizienzwert auf den Term VK_0 angewandt. Dadurch, dass der Wert VK_0 nunmehr auch durch eine Vergleichmäßigung auf ein repräsentatives Niveau gesetzt werden kann, wo dies erforderlich ist, erfolgt zudem diese Effizienzvorgabe auch nicht auf Kostenbestandteile, die aufgrund der Volatilität im Basisjahr besonders hoch oder besonders gering ausgefallen sind.

907 In der Gesamtschau erscheint die Möglichkeit zur Einordnung von Kosten als volatile Kostenanteile in Ausnahmefällen – insbesondere im Zusammenspiel mit flankierenden

Entwurf

Anreizelementen – weiterhin notwendig und sinnvoll. Dies trägt dem Maßstab der Kostenorientierung unter gleichzeitiger Geltung von Anreizen zur Effizienz Rechnung.

908 Die Kriterien zur Einstufung als volatile Kostenanteile sind entsprechend der zuvor dargelegten Auseinandersetzung zur Exogenität von KA_{nEu} mit dem Teilaspekt der Volatilität (siehe hierzu Tenorziffer 7.2) und insb. als eigenes Kriterium (siehe Tenorziffer 7.4) bereits vorgezeichnet. Diese grundsätzliche Systematik wird auch in Tenorziffer 7.4 S. 2 festgehalten, wonach entsprechende Kostenanteile, die aufgrund der Endogenität oder Gleichartigkeit nicht als KA_{nEu} bewertet werden, als volatile Kostenanteile festgelegt werden können.

909 Anders als für KA_{nEu} gibt es für volatile Kostenanteile kein grundsätzliches Regelbeispiel in § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG. Rechtsgrundlage für dieses Element der Anreizregulierung ist daher § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Berücksichtigung insb. von § 21a Abs. 1 S. 4 bis 6 EnWG zur Differenzierung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen und zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben, welche auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind. Zusätzlich gilt das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 8 EnWG zur Ausgestaltung von Anreizen für die Verringerung von Kosten für Engpassmanagement. Dieses Regelbeispiel greift die Regelung in § 32 Abs. 1 Nr.4a ARegV auf, wonach bei volatilen Kostenanteilen generell Anreize gesetzt werden können, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

12.2 Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3)

910 Auf der Ebene der Festlegung RAMEN werden bezüglich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die Kostenanteile für Redispatch festgelegt und Verlustenergie als Regelbeispiel fortgeführt.

12.2.1 Redispatch als volatiler Kostenanteil dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2)

911 Gemäß Tenorziffer 8.2 S. 1 werden auf der Ebene der Festlegung RAMEN die Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG als volatile Kostenanteile festgelegt. Damit werden die Maßnahmekosten für das sogenannte Redispatch von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern dem Grunde nach zu volatilen Kosten erklärt. Eine

Entwurf

Detailregelung zu ergänzenden Regelungen, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, bleibt einer etwaigen weiteren Festlegung vorbehalten (Tenorziffer 8.2 S. 2). Durch diese Ergänzung wird klargestellt, dass der Vorbehalt solcher Regelungen zu ergänzenden Anreizmechanismen auch bei solchen volatilen Kostenanteilen gilt, die durch die Festlegung RAMEN dem Grunde nach bereits als volatile Kostenanteile eingeordnet werden.

912 Schon nach der bisherigen Rechtslage gelten diese Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV als volatile Kostenanteile. Zwar galt nach § 34 Abs. 8 S. 2 ARegV, dass diese Kosten erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen werden, wenn die Bundesnetzagentur eine entsprechende Anwendungs-Festlegung nach § 32 Abs. 2 S. 2 ARegV getroffen hat. Alle Beteiligten konnten sich aber durch die entsprechende Änderung der Anreizregulierungsverordnung im Jahre 2021[55] rechtzeitig darauf einstellen, dass eine entsprechende Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich erfolgen wird. BR-Drs. 405/21 Seite 27 enthielt schon damals die Einschätzung, dass eine grundsätzliche Einordung der betreffenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar als „überkommen“ (gemeint war „überholt“) anzusehen ist. Die in 2021 erfolgende Einstufung des Verordnungsgebers ist im sachlichen Zusammenhang mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs erfolgt. Das Ziel damit bewusste Anreize zu zügigen Investitionen in Netzausbau zu setzen, bedurfte der Flankierung durch entsprechenden Druck auf die bei nicht rechtzeitigem Ausbau entstehenden Engpassmanagementkosten. So heißt es in BR-Drs. 405/21 Seite 11: „*Trotz erheblicher Bemühungen, den Netzausbau und die Energiewende voranzubringen, zeigt sich, dass Engpassmanagementkosten im Bereich der Elektrizitätsversorgungsnetze sich nach wie vor auf einem hohen Niveau befinden bzw. teilweise auch noch weiter ansteigen. Um eine Verringerung dieser Kosten anzureizen, wird ein neues Anreizinstrument für die Übertragungsnetzbetreiber eingeführt und ein in der Anreizregulierung bereits bestehender Anreiz für die Verteilernetzbetreiber durch eine neue Einordnung der betreffenden Kosten als volatile Kostenbestandteile weiter gestärkt*.“ Die Befugnis der Bundesnetzagentur die Wertung des Verordnungsgebers nicht in einer Festlegung umzusetzen war primär für den Fall gedacht, dass das Entstehen von Engpassmanagementkosten *ausschließlich* (BR-Drs. 405/21 Seite 31) auf Gründen beruht, die außerhalb des Einflusses der Verteilernetzbetreiber liegen. Mit der in Tenorziffer 8.2. vorgenommenen Einordnung schreibt die Bundesnetzagentur im Kern die

[55] Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229 (Nr. 49)).

Entwurf

bisherige Rechtslage fort und setzt einen für alle Netzbetreiber absehbaren und schon in 2021 für notwendig erachteten Verhaltensanreiz.

913 Die Kosten für den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gewinnen auch bei den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern immer weiter an Bedeutung. Die Kostenposition hat mittlerweile durchaus eine gewisse wirtschaftliche Relevanz. Die Kosten für den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (inkl. EinsMan) haben einen Anteil an der Summe aller Erlösobergrenzen 2023 von 2,6 %. Allerdings verteilen sich die Kosten auf nur wenige Verteilernetzbetreiber, die Redispatch-Maßnahmen in ihren eigenen Netzen durchführen.

12.2.1.1 Exogenität

914 Grundsätzlich bestehen für einen Netzbetreiber technische und wirtschaftliche Gestaltungsmöglichkeiten beim Redispatch. Es liegt in seiner Hand, wie er sein Netz instand hält und ausbaut, ob er die Verpflichtungen einer Kooperation in den Planungsregionen gemäß § 14d EnWG effektiv ausnutzt und ausgestaltet oder ob er von den Spielräumen bei der Anschlussherstellung für dezentrale Erzeugungsanlagen Gebrauch macht. Allerdings sind die Kosten der Redispatch-Maßnahmen vom Ausbaugrad des Netzes und der Höhe der dezentralen Einspeisung abhängig, aber gerade letzteres darf ein Netzbetreiber nur in engen Grenzen selbst beeinflussen.

915 Hinzu kommt, dass der notwendige Netzausbau nicht nur von rechtzeitigen Investitionsentscheidungen und einer vorausschauenden Planung, sondern auch aufgrund von externen Einsprüchen, externen Verfahrensschritten etc. nicht überall mit dem Anschluss der Erneuerbaren Energien schritthält. Gleichzeitig hängt die Dauer der Verwaltungsverfahren allerdings auch maßgeblich von der Qualität der Planungsunterlagen der Netzbetreiber, deren Engagement und Geschick bei der Öffentlichkeitsarbeit und dem entsprechenden Ressourceneinsatz in den Verfahren ab. Insofern sind die Möglichkeiten, die anfallenden Kosten zu senken, nicht gänzlich der Sphäre der Netzbetreiber zuzuordnen, aber Einfluss durchaus relevant vorhanden. Das Gleiche gilt in Bezug auf weitere Verzögerungsgründe beim Netzausbau, die in den Stellungnahmen angeführt wurden. So seien neben langwierigen Genehmigungsverfahren weitere wesentliche Verzögerungsgründe Widerstände aus der Bevölkerung und von Interessengruppen, technische und logistische Herausforderungen sowie finanzielle und wirtschaftliche Unsicherheiten. Sämtliche dieser Verzögerungsgründe liegen zwar nicht vollständig in der Hand des Netzbetreibers. Gleichzeitig bestehen in Bezug

Entwurf

auf alle Aspekte Einfluss- und Optimierungsmöglichkeiten der Netzbetreiber, sodass die insofern hohen Anforderungen an die Exogenität im Sinne der Tenorziffer 7.1 nicht erfüllt sind.

916 In Bezug auf die Exogenität ist festzuhalten, dass die Redispatch-Mengen durch flexible Anschlussvereinbarungen, angemessenen Netzausbau, (eigentumsübergreifende) Netzoptimierungsmaßnahmen, Prozessoptimierung sowie Prognoseverbesserungen der Netzbetreiber grundsätzlich beeinflussbar sind. Soweit die Entstehung von Engpassmanagementkosten auch auf Dritteinflüssen beruht, ist die wirtschaftliche Anreizwirkung aus dem Effizienzvergleich ein wichtiges Element, Anreize zu setzen, um die diese Themen in besserer Kooperation mit den Dritten anzugehen und optimierte Lösungen zu suchen. Im Ergebnis kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Netzbetreiber selbst keinen maßgeblichen eigenen Beitrag zur Entstehung bzw. Vermeidung der Kosten leisten kann bzw. leisten konnte.

917 Soweit in den Stellungnahmen die Exogenität mit Blick auf den weiterhin existierenden Zeitverzug zwischen der Realisation von Vorhaben und dem Ausbau des Netzes abgelehnt wird, greift diese Argumentation aus Sicht der Beschlusskammer zu kurz. Auch eine kurz-, mittel- und langfristige Netzausbauplanung gehört zu den ureigenen Aufgaben der Netzbetreiber. Die koordinierte Netzausbauplanung durch Regionalszenarien und Netzausbaupläne (NAP) erleichtert diesen Prozess.

918 Soweit ferner vorgetragen wurde, dass Kooperationen gemäß § 14d EnWG die für Redispatch-Maßnahmen typischen kurzfristigen und exogenen Faktoren nicht vollständig berücksichtigen oder verhindern könne, ist zu konstatieren, dass eine vollständige Verhinderung von Redispatch-Maßnahmen durch dieses Instrument nicht die Erwartungshaltung ist. Zweifellos stellen Kooperationsvereinbarungen ein Instrument dar, das zu einer Verringerung von Redispatch beitragen kann. Gelingt es einem Netzbetreiber, durch den geschickten Einsatz dieses Instruments, seine Redispatch-Kosten zu senken, soll dies auch belohnt werden. Dies gelingt über die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich.

919 Auch die Aussage, dass de facto keinerlei Spielräume bei Herstellung des Netzanschlusses gemäß § 8 EEG bestünden, kann die Beschlusskammer in dieser Form nicht teilen. Netzbetreiber haben nach § 8 EEG und nach § 17 EnWG durchaus Instrumente zur Hand, um in vernünftigem Umfang Netzanschlussbegehren zu bewerten, zu steuern (beispielsweise durch entsprechende Veröffentlichung von geeigneten Anschlussregionen oder durch Zuweisung geeigneterer Netzanschlusspunkte) und zu optimieren.

Entwurf

920 Schließlich ist die Beschlusskammer überzeugt, dass mit der neu geschaffenen Möglichkeit der flexiblen Anschlussvereinbarung (FCA) gemäß § 8a EEG weitere Spielräume hinzugekommen sind. In FCA-Verträgen kann vorgesehen werden, dass der Netzanschlusspetent (z. B. zeitliche) Einschränkungen der Nutzbarkeit der Netzanschlusskapazität akzeptieren muss, wenn er an einer bestimmten Stelle an das Netz angeschlossen werden will. Die Anlagen würden in diesen Fällen dann z. B. nicht in den Sommermonaten zur Mittagszeit einspeisen dürfen, wenn bereits absehbar viel Solarstrom ins Netz eingespeist wird. Nach erfolgtem Netzausbau können die Einschränkungen in der Regel wieder aufgehoben werden bzw. sie werden von vornherein nur befristet vereinbart. Eine Entschädigung für die nicht eingespeisten Strommengen erfolgt bei FCAs nicht. Mit einem FCA kann gleichzeitig ein naher Netzverknüpfungspunkt angeboten und auf die ggfs. überlasteten Netzstrukturen Rücksicht genommen werden. Diese Regelung beginnt bereits wenige Wochen nach Inkrafttreten, Wirkung zu entfalten. Die Branche arbeitet derzeit an einer Vereinheitlichung der Vertragsbedingungen. Erste Netzbetreiber verhandeln bereits FCAs mit Anlagenbetreibern.

921 Demnach bleibt es aus Sicht der Beschlusskammer dabei, dass Redispatch-Kosten in der Gesamtschau die Anforderungen an die Exogenität nach Tenorziffer 7.2 nicht erfüllen.

12.2.1.2 Gleichartigkeit

922 Die Position liegt zunächst nicht gleichartig bei einer Vielzahl von Netzbetreibern vor. Es bestehen, abhängig vom Ausbaugrad des Netzes und der Höhe der dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Verhältnis zur Last, erhebliche Unterschiede zwischen der Entstehung von Kosten bei den einzelnen Netzbetreibern. Redispatch-Maßnahmen unterhalb der Übertragungs-Ebene werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit steigender Tendenz von rund einem Dutzend Elektrizitätsverteilernetzbetreibern regelmäßig durchgeführt. Dies spricht eher gegen die Gleichartigkeit des Kostenanteils. Jedoch ist hierbei zu beachten, dass gleichzeitig ein Nichteinbeziehen der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich Potential zur Verzerrung des Effizienzvergleichs hat, wenn gleichzeitig Kosten von Maßnahmen zur Vermeidung von Redispatch (insb. Netzausbaukosten) als Aufwandsparameter eingehen. Der insoweit substitutionale Zusammenhang zwischen Netzausbau und Redispatch ist daher bei der Beurteilung der Gleichartigkeit mit zu berücksichtigen. Dass bisher eine eher überschaubare Anzahl an Netzbetreibern Redispatch-Maßnahmen regelmäßig durchführt, ist

Entwurf

insofern auch nicht gleichbedeutend damit, dass notwendigerweise nur diese Anzahl an Netzbetreibern mit entsprechenden Herausforderungen konfrontiert ist.

12.2.1.3 Volatilität

923 In Bezug auf die Volatilität ist der finanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen maßgeblich von den Preisen der Energiemärkte abhängig, die sich insbesondere in den letzten Jahren als besonders volatil erwiesen haben. Zudem ist die Mengenkomponente hochgradig witterungsabhängig. Im Vergleich zu der Beschaffung von Verlustenergie ist festzuhalten, dass sich bei Redispatch-Kosten die Volatilität der Energiepreise sogar stärker auswirkt als bei der Verlustenergie, weil der Netzbetreiber im Einzelfall keinen Einfluss darauf hat, wann welche Redispatch- Menge finanziell auszugleichen ist. Bei der Verlustenergiebeschaffung kann der Netzbetreiber (den Maßgaben der Festlegung BK6-08-006 folgend) grundsätzlich selber entscheiden, wann er beschafft und welche Menge er beschafft. Die Mengen und Profile der Verlustenergie haben sich über die letzten Jahre als weniger volatil erwiesen. Demnach liegt in Bezug auf die Redispatch-Kosten eine hohe Volatilität vor. Diese Einschätzung bezieht sich auf die Mengen- und Preiskomponente.

12.2.1.4 Unterschiede zu Übertragungsnetzbetreibern

924 Soweit vorgetragen wurde, dass es eine Ungleichbehandlung mit Blick auf Redispatch-Kosten der mit dieser Festlegung adressierten Netzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber gebe, so bestehen aus Sicht der Beschlusskammer eine Vielzahl von Unterschieden, die die jeweiligen Herangehensweisen rechtfertigen. Zunächst ist indes festzuhalten, dass die Beschlusskammer in beiden Fällen von einer grundsätzlichen Beeinflussbarkeit des Redispatch durch den Verteilernetzbetreiber bzw. Übertragungsnetzbetreiber ausgeht.

925 Die Einbeziehung der Redispatch-Kosten der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich betrifft nur die eigenen Redispatch-Kosten, also solcher Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG, die durch Engpässe im eigenen Netz und nicht durch Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz veranlasst sind. Letztere bilden weiterhin den weitaus größten Anteil aller Redispatch-Kosten. In den letzten Jahren erreichten die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Redispatch-Kosten mindestens das Siebenfache der Kosten für Redispatch-Maßnahmen der mit dieser Festlegung adressierten Netzbetreiber, in manchen Jahren sogar das

Entwurf

Zwanzigfache.[56] Dabei erkennt die Beschlusskammer durch die Kategorisierung als volatile Kostenanteile an, dass die Redispatch-Kosten durch volatile Marktpreise sowie schwankenden Witterungsbedingungen beeinflusst werden. Die Ausgestaltung einer sachgerechten Einbeziehung der volatilen Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ist eine Anforderung an die Durchführung des Effizienzvergleichs (siehe auch Rn. 930).

926 Ein Argument ist zudem, dass sich für die Verteilernetzbetreiber belastbare Effizienzvergleichsmodelle ermitteln lassen, während die Effizienzvergleichsmodelle für die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit nicht oder nicht ohne Einschränkungen verwendet werden konnten. Ein Effizienzvergleich auf Basis der TOTEX ist für die Übertragungsnetzbetreiber, wie wiederholt dargestellt[57], derzeit nicht durchführbar. Schon die Verursachungsbeträge der Übertragungsnetzbetreiber untereinander sind weniger rechtssicher zuordenbar als innerhalb eines einzelnen Verteilernetzes. Auch vor diesem Hintergrund besteht eine Rechtfertigung der unterschiedlichen Herangehensweisen. Zudem besteht das unter Rn. 930 f. skizzierte Problem der Ungleichbehandlung von Netzbetreibern, die in Netzausbau zur Vermeidung von Redispatch-Kosten investieren und solchen, die dies nicht oder in geringerem Umfang tun, im Hinblick auf den Effizienzvergleich bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht.

927 Ein weiterer Unterschied liegt in der Regelungsdichte der Netzausbauplanung für Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zu den hier adressierten Netzbetreibern. Die Gestaltungs- und Handlungsspielräume der Übertragungsnetzbetreiber sind sowohl in der Frage, ob überhaupt ausgebaut wird als auch in den Fragen, wann, wo und mit welcher technischen Lösung das Netz ausgebaut ist wesentlich geringer als die der Verteilernetzbetreiber.

928 Manche Netzbetreiber argumentieren auch damit, die Redispatch-Kosten könnten ein solch exorbitantes Niveau erreichen, das eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich ausschlösse und legen dafür Projektionsrechnungen über eine künftige Entwicklung beim Redispatch vor. Dem ist entgegen zu halten, dass derartige Rechnungen weder glaubhaft noch zielführend sind. Schon bei den insofern deutlich erfahreneren Übertragungsnetzbetreibern sind

[56] Diesem Verhältnis liegen für die Jahre 2022 und 2023 die gemeldeten IST-Werte der Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber zugrunde; für die Jahre 2024 und 2025 liegen Plan-Werte zugrunde.
[57] Vgl. z. B. Schlussbericht der relativen Referenznetzanalyse zur Ermittlung der Effizienzwerte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode vom 10.11.2023, S. 8f., abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/gutachtenreferenznetzanalyse_4.RegP.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Entwurf

Redispatch-Kostenabschätzungen in keiner Weise belastbar. Darüber hinaus verfügen die Netzbetreiber unter anderem durch den neuen § 8a EEG inzwischen –neben dem primären Instrument des Netzausbaus- über Handlungsmöglichkeiten, das Entstehen von Redispatch-Kosten deutlich zu beeinflussen und zu vermeiden. Die Netzbetreiber können flexible Anschlussvereinbarungen treffen, in denen die Wirkleistungseinspeisung mit Rücksicht auf die Möglichkeiten des Netzes beschränkt wird (s.o.). Davon unberührt bleibt auch die Möglichkeit aus § 8 EEG, dem Anschlusssuchenden einen netztechnisch günstigeren Anschlusspunkt zuzuweisen. Sinn dieser Regelungen ist gerade, den Anschluss weiterer EE-Erzeugung möglich zu machen, ohne die Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber ausufern zu lassen. Die Einbeziehung in den Effizienzvergleich setzt den Anreiz, diese Instrumente auch zu nutzen bei gleichzeitig Abfederung der wirtschaftlichen Risiken durch die Einstufung als volatile Kostenanteile.

12.2.1.5 Abschließende Wertung

929 Die Beeinflussbarkeit durch Netzausbaumaßnahmen und Netzoptimierungsmaßnahmen ist grundsätzlich gegeben und auch der Umstand, dass insoweit Netzausbau, insbesondere vorausschauender Netzausbau, stattfinden muss, ist seit längerem bekannt und wird von den Netzbetreibern selbst immer wieder betont. Dies spricht jedenfalls für eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil.

930 Eine strukturelle Benachteiligung betroffener Netzbetreiber stellt sich zudem nicht ein, solange adäquate Vergleichsparameter, wie beispielsweise im Rahmen der vierten Regulierungsperiode die installierte EE-Leistung, in den Effizienzvergleich einfließen. Bei dem Parameter installierte EE-Leistung bleibt bisher zugunsten der betroffenen Netzbetreiber die Abregelungen durch Redispatch-Maßnahmen unberücksichtigt. Zudem gehen Kosten der Vermeidung von Redispatch für Netzausbau und Netzoptimierung, also insbesondere die Kapitalkosten aus Investitionen in den Netzausbau, vollständig in den Effizienzvergleich ein. Ohne Einbezug der Redispatch-Kosten käme es demnach sogar zu einer Benachteiligung solcher Netzbetreiber, die durch diesen volkswirtschaftlich sinnvollen Kosteneinsatz für Netzausbau und Netzoptimierung Redispatch-Maßnahmen vermeiden. Durch die Einbeziehung der eigenen Redispatch-Kosten (in Abgrenzung von Kosten für Redispatch-Maßnahmen auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers) in den Effizienzvergleich wird dem insoweit auch substitutionalem Verhältnis zwischen Netzausbau und Redispatch Rechnung getragen.

Entwurf

931 Die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ist daher eine Antwort auf eine Verzerrung, die andernfalls zwischen Netzbetreibern, die stärker auf Netzausbau setzen, gegenüber denen, die Redispatch stärker zulassen, im Effizienzvergleich auftritt. Es muss systemisch gelingen, das wirtschaftliche Optimum der möglichen Handlungsfelder zu erfassen. Wirtschaftliche Anreize zu setzen, das Netz zügig bedarfsgerecht auszubauen und Möglichkeiten der Betriebsführung auszunutzen, ist durchaus eine Aufgabe der Regulierung. Durch eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich folgt, dass stets eine auf Effizienzerwägungen basierende Abwägung zwischen der Abregelung von Einspeisespitzen und einem weiteren Netzausbau erfolgen würde. Auch wenn es in manchen Netzen volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist, das Netz komplett engpassfrei auszubauen und eine gewisse Menge Redispatch demnach in bestimmten Netzen mit starker dezentraler Erzeugung immer gegeben sein wird (siehe dazu die Wertung des § 11 Abs. 2 EnWG), sollte dennoch ein möglichst effizienter Ausbau in Abwägung der jeweiligen Kostensituation erfolgen.

932 Schließlich verfängt der Verweis in den Stellungnahmen auf eine Billigung der Bundesnetzagentur in Bezug auf die bis zum 30.09.2021 gültige Rechtslage gemäß § 15 EEG a.F. nicht. Demnach habe die große Mehrzahl der betroffenen Netzbetreiber im Anwendungsbereich des § 15 Abs. 2 EEG a.F. mit Billigung der Bundesnetzagentur sämtliche aus der Härtefallregelung entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt Die Bundesnetzagentur sei dem jedoch nicht unter Ausnutzung der ihr nach dem EEG und dem EnWG gegebenen Aufsichtsrechte entgegengetreten. Die Netzbetreiber, die ihre Härtefallkosten vollständig in die Netzentgelte wälzen durften, haben daher im Umkehrschluss aus § 15 Abs. 2 EEG a.F. davon ausgehen dürfen, dass sie in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Diese damalige Beurteilung dürfe nicht anlasslos in ihr Gegenteil verkehrt werden. Unabhängig von der Frage, inwieweit dieser Umkehrschluss tatsächlich so getroffen werden konnte, kann von einer anlasslosen Verkehrung der Beurteilung in ihr Gegenteil ohnehin keine Rede sein. Spätestens seit der Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 21.05.2021 war allen Marktakteuren klar, dass auch in Bezug auf Redisptach-Kosten Effizienzvorgaben in Zukunft angewendet werden. In der Verordnungsbegründung heißt es explizit, dass die grundsätzliche Einordnung dieser Position als dauerhaft nicht beeinflussbar als überkommen anzusehen ist (s.o.). Zudem war die Frage der regulatorischen Behandlung von Redispatch-Kosten bereits seit langem Gegenstand von branchenweiten Diskussionen.

Entwurf

933 Neben der grundsätzlichen Einstufung als volatile Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 Nr. 2 ARegV schaffte der Verordnungsgeber eine Übergangsregelung, nach der Redispatch-Kosten erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen werden, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Abs. 2 S. 2 ARegV getroffen hat (vgl. § 34 Abs. 8 S. 2 ARegV; siehe auch Rn. 912). Insofern ist festzuhalten, dass die Einordnung der Redispatch-Kosten nach Tenorziffer 8.2 die verordnungsrechtliche Grundentscheidung fortführt. Auch wird das vorliegende Verfahren mit mehreren umfassenden Konsultationen der in den Stellungnahmen geäußerten Forderung einer inhaltlich tiefen Befassung und Konsultation zu dem Thema gerecht. Im Übrigen ist es Ausdruck der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, von den Regelungen des Verordnungsgebers auch abweichen zu können.

934 Aufgrund dieser Erwägungen stuft die Beschlusskammer die Kosten für Redispatch (Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) nicht als KA_{nEu} ein, ordnet diesen Kostenanteil jedoch aufgrund der Volatilität den volatilen Kostenanteilen zu.

12.2.2 Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3)

935 Gemäß Tenorziffer 8.3 S. 1 können durch eine Methodenfestlegung weitere Kostenanteile zu volatilen Kostenanteile erklärt werden. Hierbei können Regelungen zur Art und Weise ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode getroffen werden. Zudem können Regelungen zu Anreizen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden (siehe zu dieser Anreizkomponente die Ausführungen oben). In einzelnen Stellungnahmen wurde die Formulierung Tenorziffer 8.3 S. 1 am Ende als zu eng kritisiert. Diese Kritik weist die Beschlusskammer zurück. Die Formulierung ist dem bisherigen Verordnungsrahmen entlehnt (vgl. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV) und ermöglicht die sachgerechte Ausgestaltung von Effizienzanreizen.

936 Wie bei Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, können hierbei ferner gemäß Tenorziffer 8.3 S. 2 im Rahmen des Regulierungsermessens Kostenanteile trotz Volatilität außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen (siehe hierzu die Erwägungen zu Tenorziffer 7.6 S. 2).

Entwurf

937 Tenorziffer 8.3 S. 1 sieht für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile die Kosten für Beschaffung von Verlustenergie vor. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV.

938 Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 StromNZV bzw. der Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie (BK6-08-006) vom 21.10.2008. Da die Kosten für Verlustenergie von der Entwicklung der allgemeinen Strompreise abhängig sind, wird dieses Kostenelement unter der bisherigen Rechtslage als volatiler Kostenanteil einem eigenen Mechanismus zur Kostenanpassung unterzogen (siehe zuletzt Verfahren BK8-22/003-A bis BK8-22/007-A vom 02.05.2023 für die vierte Regulierungsperiode).

939 Im derzeit geltenden System gemäß der Festlegung BK8-22/003-A wird für die Verlustenergie im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze jährlich ein Beschaffungspreis festgesetzt, der sich nach dem Jahresdurchschnitt (01.07.t-2 – 30.06.t-1) der Tagespreise am Terminmarkt der Strombörse EEX für das jeweilige Frontjahr richtet. Dadurch entsteht ein Anreiz, die Verlustenergie effizient zu beschaffen. Die Verlustenergiemengen werden dabei konstant gehalten, wodurch ein Anreiz entsteht, die Effizienz des Netzbetriebs zu optimieren und Verlustenergiemengen zu senken. Die tatsächlichen Beschaffungskosten bleiben bei diesem Vorgehen grundsätzlich unberücksichtigt. Ab der vierten Regulierungsperiode wurde eine zusätzliche Risikobegrenzung zu Gunsten der Netzbetreiber aufgenommen. Diese tragen zukünftig nur das Risiko von Preisschwankungen in einer Bandbreite von 20 % des jeweiligen Referenzpreises. Darüber hinaus gehende Abweichungen werden über das Regulierungskonto erstattet.

940 Die Kostenpositionen haben aufgrund der erheblichen Schwankungen der Preise eine hohe wirtschaftliche Relevanz für die Netzbetreiber, wo hingegen die Mengen weniger volatil sind, so dass bei einer Nichtanpassbarkeit dieser Kosten erhebliche Zusatzgewinne oder Zusatzverluste für den Netzbetreiber ergeben könnten.

12.2.2.1 Exogenität

941 Aufgrund der Abhängigkeit der Beschaffungskosten von schwankenden Marktpreisen liegt einerseits eine gewisse Exogenität der Preiskomponente vor. Jedoch sind die Netzbetreiber in der Beschaffung der Verlustenergie weitgehend frei. Es gelten lediglich die allgemeinen

Entwurf

Beschaffungsmaßgaben der Festlegung BK6-08-006, sodass Netzbetreiber merkliche Einflüsse auf die Höhe der Kosten nehmen können, z. B. durch kurzfristige oder langfristige Beschaffung, börsliche oder vertriebliche Beschaffung und auch eine sorgfältige Führung der diversen Bilanzkreise eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers.

942 Aufgrund der Größe der Kostenposition und auch der wirtschaftlichen Gestaltungsmöglichkeiten bei den Kosten der Verlustenergie bestehen für den Netzbetreiber grundsätzlich erhebliche Anreize für eine effiziente Beschaffung. Allerdings ist wie erörtert insbesondere die Preiskomponente starken Schwankungen unterworfen, so dass ein vorgesehenes Kostenbudget für einen Netzbetreiber bei Änderungen des Kostenniveaus schnell ausgereizt oder stark unterschritten werden könnte, ohne dass ein Netzbetreiber großen eigenen Einfluss darauf nehmen könnte. In der Folge käme es zu eher zufälligen (starken) Verlusten oder (großen) Gewinnen.

943 Aufgrund dieser Erwägungen ist im Lichte der Volatilität gerade der letzten Jahre von einer relativ hohen Exogenität der Preiskomponente der volatilen Kostenanteile auszugehen.

12.2.2.2 Gleichartigkeit

944 Die Position der Verlustenergiekosten liegt bei allen Netzbetreibern in gleichartiger Art und Weise vor. Auch bei generell schwankenden Marktpreisen bzw. Preisniveauänderungen liegt eine hohe Gleichartigkeit vor, wenn auch bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien sich die Schwankungen unterschiedlich in den Kosten niederschlagen können. Diese Gleichartigkeit indiziert, dass eine Ausweisung des Kostenanteils nach den Regelungen in Tenorziffer 7.3 als beeinflussbarer Kostenanteil und damit eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich möglich ist.

12.2.2.3 Volatilität

945 Wie erörtert, liegt eine hohe Volatilität der Preiskomponente vor, wodurch auch bei einer gegebenen Gleichartigkeit nach Tenorziffer 7.4 S. 2 eine Einordnung als volatiler Kostenanteil in Frage kommt.

12.2.2.4 Abschließende Bewertung

946 Vor diesem Hintergrund wird an der bisherigen Regelungssystematik festgehalten. Aufgrund der erforderlichen, detaillierten Einzelregelungen zu Referenzpreisen, Anreizelementen und Risikominderungselementen wird die Verlustenergie aber wie bisher zunächst als

Entwurf

Regelbeispiel für volatile Kostenanteile eingestuft. Die Einzelregelungen bleiben damit einer weiteren Festlegung vorbehalten.

947 Im Hinblick auf die Beschaffungskosten für Verlustenergie wurde im Rahmen der Konsultation vielfach vorgetragen, dass deren Zuordnung zu den volatilen Kostenanteilen verbindlich erfolgen solle, statt diese lediglich als Regelbeispiel festzulegen. Ferner wurde darauf hingewiesen, dass neben der Preiskomponente auch die Mengenkomponente volatil sei und daher die Beschaffungskosten insgesamt als volatile Kostenanteile festgelegt werden müssten.

948 Die Beschlusskammer erkennt keine durchgreifenden Gründe, die Regelung in Ziffer 8.3 S. 1 anzupassen. Die Regelung gewährleistet die notwendige Flexibilität bei der Anerkennung der Beschaffungskosten für Verlustenergie als volatile Kostenanteile sowie bei der Ausgestaltung von geeigneten Effizienzanreizen. Derzeit spricht zwar aus den oben genannten Erwägungen viel für eine Volatilität der Preiskomponente und eine entsprechende Anerkennung als volatile Kostenanteile. Es ist aber zumindest denkbar, dass sich in der Zukunft, beispielweise aufgrund von Änderungen am Strommarkt, diese Volatilität stark verringert. Auf der anderen Seite konnte die Bundesnetzagentur bislang keine Volatilität bei den Verlustenergiemengen erkennen. Gleichwohl ist es nicht ausgeschlossen, dass sich dies in Zukunft ändert. Auch wenn viele der in den Stellungnahmen genannten Gründe bereits seit vielen Jahren angeführt werden (z. B. steigende Absatzmengen, hohe EE-Erzeugung zum Letztverbrauch, längere Transportwege), ohne dass die Bundesnetzagentur bisher einen flächendeckenden Anstieg der Verlustenergiemengen feststellen konnte, ist denkbar, dass diese Gründe zukünftig zu einem erheblichen Mengenanstieg führen oder beitragen werden. Insofern ermöglicht die Einzelfestlegung, die üblicherweise für eine Regulierungsperiode gilt, in flexibler Weise die Berücksichtigung der zukünftigen, tatsächlichen Gegebenheiten. Mit einer verbindlichen Regelung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile bereits auf Ebene der vorliegenden Festlegung könnte den beschriebenen Gegebenheiten nicht hinreichend Rechnung getragen werden. Das Gleiche gilt für die Ausgestaltung geeigneter Effizienzanreize bei der Beschaffung der Verlustenergie. Dieses Vorgehen hat sich zudem seit mehreren Regulierungsperioden bewährt.

12.2.3 Beschaffungskosten für Blindleistung

949 Einige Stellungnahmen forderten, die Beschaffungskosten für Blindleistung als volatile Kostenanteile einzuordnen. Die Beschlusskammer sieht von einer verbindlichen Einordnung

Entwurf

dieser Kosten als volatile Kostenanteile in der vorliegenden Festlegung ab. Dies bedeutet nicht, dass die Volatilität der entsprechenden Kosten abgelehnt wird.

950 Nach Tenorziffer 8.3 S. 1 können weitere Kostenanteile durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in der Ziffer 8.1 als volatile Kostenanteile festgelegt werden. Demnach können auch die Beschaffungskosten für Blindleistung ungeachtet der insoweit fehlenden verbindlichen Einordnung in dieser Festlegung in einer nachfolgenden Festlegung als volatile Kostenanteile festgelegt werden.

951 Unter „Blindleistung“ ist nach Maßgabe der Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 25.06.2024 (Aktenzeichen: BK6-23-072) die Erbringung einer Dienstleistung zur Spannungsregelung nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG zu verstehen. Vereinfacht dargestellt ist Blindleistung danach eine Leistung, die im Wechselstromnetz benötigt wird, um die elektrischen und magnetischen Felder, die die Stromleiter (z.B. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in einem Wechselstromnetz umgeben, auf- und abzubauen. Der Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder erfolgt dabei periodisch mit der Netzfrequenz 50-mal pro Sekunde. In einem Wechselstromnetz ist die Blindleistung eine unvermeidbare Begleiterscheinung des eigentlich bezweckten Transports von Wirkleistung zwischen Erzeugung und Last.

952 Mit der Festlegung BK6-23-072 wurde gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, soweit sie die Hochspannungsebene betreiben, eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung angeordnet. Die Beschaffungspflicht erstreckt sich danach auf den Bereich der Blindleistung, der nicht bereits durch eigene Netzbetriebsmittel des Netzbetreibers generiert oder nach den Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen (TAR) oder den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) von den Anlagenbetreibern kostenfrei zur Verfügung gestellt wird.

953 In der vierten Regulierungsperiode sind die Beschaffungskosten für Blindleistung für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 und 10 EnWG, welche die Netzebene Höchstspannung, die Umspannebene Höchstspannung zu Hochspannung oder bzw. und die Netzebene Hochspannung betreiben, gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 11 Abs. 5, 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV in Verbindung mit der Festlegung BK8-24-006-A bis BK8-24-010-A vom 09.10.2024 als volatile Kostenanteile eingestuft. Die Beschlusskammer 8 hat die Einstufung als volatile Kostenanteile insbesondere damit begründet, dass durch die gemäß

Entwurf

den Vorgaben der Festlegung BK6-23-072 angeordnete marktgestützte Beschaffung die Kosten erstmals einer marktgestützten Beschaffung unterworfen werden. Dadurch könne es zu nennenswerten Kostenaufwüchsen bei den betroffenen Netzbetreibern kommen. Außerdem stelle die Vorgehensweise sicher, dass die Beschaffungskosten der Blindleistung einem Effizienzmaßstab unterworfen werden.

954 Diese Erwägungen behalten aus Sicht der Beschlusskammer auch für die fünfte Regulierungsperiode für die betroffenen Netzbetreiber grundsätzlich ihre Gültigkeit. Gleichzeitig ist nicht ausgeschlossen, dass – beispielsweise nachdem die marktgestützte Beschaffung einen eingespielten Zustand erreicht hat – sich die Umstände, die für die Einordnung als volatile Kostenanteile maßgeblich waren, zukünftig ändern. Zudem ergeben sich auch hier eine Reihe an kleinteiligen Umsetzungsfragen (z. B. Fragen des konkreten Adressatenkreises, der Anpassung, der Mengenberücksichtigung oder von Effizienzanreizen). Die vorliegende Festlegung ist für die Beantwortung dieser Detailfragen nicht geeignet. Die Beantwortung sollte auf einer nachfolgenden Festlegungsebene erfolgen.

955 Vor diesem Hintergrund erweist sich das Vorgehen der Beschlusskammer als sachgerecht. Dies erlaubt der Bundesnetzagentur die Volatilität der Beschaffungskosten für Blindleistung in regelmäßigen Abständen (z. B. jede Regulierungsperiode) zu bewerten und je nach Ergebnis eine entsprechende Festlegung einschließlich sämtlicher sich stellender Einzelfragen zu treffen.

12.3 Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4)

956 Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

957 Tenorziffer 8.4 S. 1 stellt klar, dass aus dem Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 durch die zuständige Regulierungsbehörde die volatilen Kostenanteile im Basisjahr (VK_0) zu ermitteln sind. Dabei kann der volatile Kostenanteil im Basisjahr (VK_0) gemäß Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF einer Vergleichmäßigung unterliegen, wobei die Frage, ob und wie eine solche Vergleichmäßigung erfolgt, einer gesonderten Festlegung überlassen bleibt (im Hinblick auf das „ob“ einer Vergleichmäßigung von Redispatch-Kosten siehe Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF).

Entwurf

958 Wie die eigentliche Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die Regulierungsbehörde stellt dies noch keine Verfahrensregelung dar.

959 Gemäß Tenorziffer 8.4 S. 2 erfolgt sodann die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert VK_t durch den Netzbetreiber, was eine Verfahrensregelung darstellt (Verzicht auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige).

960 Bezüglich dieser Anpassung regelt Tenorziffer 8.4 S. 3 wiederum in rein materieller Hinsicht, dass bezüglich der in der Festlegung RAMEN anerkannten volatilen Kostenanteile eine Anpassung anhand von Planwerten erfolgt. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage und vermeidet Übergangsproblematiken.

961 Bei der jährlichen Anpassung der volatilen Kostenanteile ist, analog zu den Kapitalkosten, eine „Doppelanpassung“ zu vermeiden. Im bisherigen Regulierungsrahmen wird die Veränderung der volatilen Kostenanteile nach dem Basisjahr über den Term VK_t - VK_0 abgebildet. Dies führt zu einer Doppelanpassung: Einerseits werden die VK_0 explizit mittels VK_t auf das Preisniveau des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode angepasst. Andererseits werden sie aber auch als Bestandteil der OPEX allgemein mittels VPI und Xgen angepasst. Preissteigerungen bei den volatilen Kosten werden somit potentiell doppelt vergütet.

962 Beide Anpassungen werden grundsätzlich beibehalten. Die Doppelanpassung wird jedoch dadurch kompensiert, dass vom aktuellen Wert der volatilen Kosten die mittels VPI und Xgen inflationierten volatilen Kostenanteile des Basisjahres abgezogen werden, wodurch die allgemeine Anpassung mittels VPI und Xgen als Bestandteil der OPEX neutralisiert wird.

963 Unabhängig von der Frage, inwiefern die volatilen Kostenanteile nicht nur in den Effizienzvergleich einfließen sollten, sondern der Wert VK_0 auch mit Effizienzvorgaben versehen werden sollte, sieht die Formel nunmehr eine rechnerische Korrektur vor. Demnach werden nur solche Inflationssteigerungen des Wertes VK_0 abgezogen, die im ersten Teil der Formel aufgrund des Verteilungsfaktors auch anerkannt werden. Soweit eine weitergehende Änderung der Formel in Bezug auf volatile Kostenanteile vorgeschlagen wurde, würde eine solche nicht nur zu einer rechnerischen Korrektur führen, sondern die Anwendung der Effizienzvorgabe auf volatile Kostenanteile dem Grunde nach beseitigen.

13. Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

964 Tenorziffer 9 regelt den Kapitalkostenabzug. Anders als bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern sind bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern keine wesentlichen

Entwurf

Änderungen im Vergleich zur bisherigen Rechtslage vorgesehen. Die Regelungen zu den fortgeführten Kapitalkosten konnten aufgrund des WACC-Ansatzes jedoch vereinfacht werden.

965 Auch im Rahmen einer mittelfristig dreijährigen Regulierungsperiode wird grundsätzlich das System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus dem Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenaufschlag fortgeführt. In der fünften Regulierungsperiode gilt das Bedürfnis eines zeitnahen Abgleichs der Kapitalkosten ohnehin, da diese wie unter der Regelung der Anreizregulierungsverordnung als Übergangsregelung einen Zeitraum von fünf Jahren umfasst. Diesbezüglich wird auf die Erwägungen zur Einführung des Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber in den Jahren 2018/2019 (als Nachfolgeregelung zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV) und für Fernleitungsnetzbetreiber (dort als Nachfolgeregelung zu den Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV) im Jahr 2023 verwiesen. Zumindest für die sechste Regulierungsperiode mit den dann dreijährigen Regulierungsperioden ist das Bedürfnis nach einer zeitnahen Anerkennung von Kapitalkosten außerhalb des Budgetprinzips grundsätzlich zu bejahen. Zwar ließe sich argumentieren, dass eine hinreichend verkürzte Regulierungsperiode dieses Bedürfnis entfallen lässt. Jedoch soll die Systematik des Kapitalkostenabgleichs in Kontinuität zum bisherigen System gleichbleibende, stabile Investitionsbedingungen sicherstellen. Insoweit ist ein stabiler, fortwährender Regulierungsrahmen mit verlässlichen Investitionsbedingungen ausschlaggebend. Dies ist auch nicht zum grundsätzlichen Nachteil der Netznutzer im Hinblick auf die Preisgünstigkeit, da im Ergebnis nur betriebsnotwendige Ist-Investitionen anerkannt werden. Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergibt sich dieser Befund aus den notwendigen, erheblichen Investitionen zur Bewältigung der Energiewende. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung des Systems der Anreizregulierung in späteren Regulierungsperioden bleibt jedoch vorbehalten.

966 Im Hinblick auf die OPEX erkennt die Beschlusskammer auch das grundsätzliche Bedürfnis nach einer dynamischen, regulatorischen Abdeckung der energiewendebedingten Auswirkungen. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode wird dies mittels einer OPEX-Anpassung abgedeckt. Ab der sechsten Regulierungsperiode hingegen wird insoweit das Budgetprinzip im Hinblick auf die OPEX aufrechterhalten und deren Entwicklung bei einer verkürzten Regulierungsperiode hinreichend zeitnah abgebildet.

Entwurf

967 Bezüglich der Gasverteilernetzbetreiber sei erwähnt, dass bei diesen aufgrund der Gasnetztransformation ebenso eine Fortführung des Systems des Kapitalkostenabzugs geboten ist, wobei dieses aufgrund der umgekehrten Dynamik zu einem gesamthaften Kapitalkostenabgleich fortentwickelt wird. Dieser wird insb. auch verstärkt sinkende Kapitalkosten aus der Dynamisierung der Abschreibungsmodalitäten nach z.Z. KANU 2.0 abbilden. Dies stellt eine Nachfolgeregelung zum Transformationselement (TFE) nach KANU 2.0 dar. Mit Blick auf diese Unterschiede scheidet ein Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich, wie er in einer Stellungnahme angeregt wurde, zukünftig aus.

968 Eine Stellungnahme forderte, während der Regulierungsperiode erfolgende vorzeitige Anlagenabgänge nach dem Basisjahr nachzufahren. Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, den Kapitalkostenaufschlag und den Kapitalkostenabzug insgesamt durch eine jährliche Anzeige des gesamten kalkulatorischen Ist-Anlagevermögens sowie von Plan-Investitionen im Regulierungskonto zu ersetzen und nur noch das Auslaufen der Abschreibungen im Kapitalkostenabzug abzubilden. Diese Forderungen greift die Beschlusskammer nicht auf. Beides wäre mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, zumal bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern eine jährliche Erfassung – anders als im Gasbereich aufgrund der Dynamisierung der Abschreibungen – nicht erforderlich ist. In Bezug auf vorzeitige Anlagenabgänge und daraus resultierender kalkulatorischer Buchverluste und -gewinne bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern hält es die Beschlusskammer weiterhin für sachgerecht, diese dem Budgetprinzip zu unterwerfen. Hingegen ist bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern perspektivisch ab dem Zeitraum um das Jahr 2030 eine höhere Volatilität und zunehmend auch transformationsbedingte Anlagenabgänge zu erwarten, die ein abweichendes Vorgehen erfordern.[58]

13.1 Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1)

969 Tenorziffer 9.1 regelt die allgemeinen Grundsätze zum Kapitalkostenabzug. Wie die Bestimmung des Ausgangniveaus erfolgt die Bestimmung des Kapitalkostenabzugs durch die Regulierungsbehörde. Aufgrund der Fixierung der fortgeführten Kapitalkosten für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ist eine einmalige Bestimmung für alle Jahre der Regulierungsperiode möglich. Hiermit ist keine Verfahrensfrage verbunden (s.o. die entsprechenden Ausführungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus).

[58] Vgl. hierzu auch Ausführungen zu Tenorziffer 9.6 der Festlegung RAMEN Gas (GBK-25-01-1#2).

Entwurf

970 Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Aufgrund der Vorgaben zum Ausgangsniveau einschließlich der darin enthaltenen, abgrenzbaren Kapitalkosten kann eine entsprechende Differenzbildung erfolgen.

971 Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr werden hierbei nicht berücksichtigt, da diese Kapitalkosten über den Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden. Hierunter fallen Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter sowie die Vereinnahmung von Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach dem Basisjahr.

972 Tenorziffer 9.1 S. 2 führt für den Elektrizitätsbereich die Regelung in Anlage 2a Abs. 1 2. HS zu § 6 ARegV, wonach der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf, fort. Auch wenn die Regelung in der Praxis in den letzten Jahren nur in wenigen Fällen zur Anwendung kam, ist es aus Sicht der Beschlusskammer wichtig, die fortgesetzte Geltung dieses Grundsatzes für den Elektrizitätsbereich deutlich zu machen. Der Kapitalkostenabzug darf demnach bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nicht zu einem faktischen Aufschlag führen. Dies wäre mit dem Sinn und Zweck des Kapitalkostenabzugs unvereinbar.

13.2 Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2)

973 Aus der Vorgabe in Tenorziffer 9.2 ergibt sich die Berechnung der fortgeführten Kapitalkosten zur Bestimmung des Kapitalkostenabzugs. Regelungstechnisch arbeitet die Tenorierung mit Verweisen auf die jeweils relevanten Bestimmungen der Festlegung StromNEF.

974 Gemäß Tenorziffer 9.2 a) und b) wird der Grundsatz geregelt, dass die im Zeitablauf sinkenden Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens, der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände sowie der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu berücksichtigen ist. Hierbei wird zur Bestimmung der Restwerte auch auf die Tenorziffern 8 und 9 bzw. 13 der Festlegung StromNEF verwiesen. Bei der Begriffsverwendung des Tenors besteht insoweit ein Gleichlauf mit der Festlegung StromNEF.

975 Tenorziffer 9.2 c) bis f) bestimmt sodann die rechnerischen Elemente der fortgeführten Kapitalkosten anhand der fortgeführten kalkulatorischen Abschreibungen, der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung, der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer

Entwurf

und der fortgeführten kostenmindernden Erträge. Erwähnt sei diesbezüglich, dass es sich bei dem Verweis auf Tenorziffer 10 S. 2 der Festlegung StromNEF zu den Details des Gesamtkapitalkostensatzes um einen Kettenverweis zur Methodenfestlegung für die Kapitalverzinsung handelt. Durch den Verweis auf die Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF wird zudem die gesamte Systematik zur Berechnung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung in Bezug genommen, so etwa auch zur Mittelwertbildung nach Tenorziffer 10 S. 5 der Festlegung StromNEF, aber auch zur Berücksichtigung von betriebsnotwendigen Grundstücken nach Tenorziffer 10 S. 4 b) der Festlegung StromNEF, die in ihrem Wertansatz zu Anschaffungskosten unverändert fortgeführt werden. Auf die Regelung zum Zinsbonus nach Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF kommt es beim Kapitalkostenabzug nicht an, da der Zinsbonus nicht den rechnerischen Bestand oder die kalkulatorische Auflösung der Zuschüsse betrifft, sondern allein über die Regelung in Tenorziffer 11.7 abgebildet wird.

976 Tenorziffer 9.2 d) 2. HS stellt klar, dass die fortgeführte kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung unter Anwendung des gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatzes aus dem Ausgangsniveau berechnet wird.

977 Bezüglich der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 9.2 e) ergibt sich aus dem Verweis auf Tenorziffer 12 S. 3 der Festlegung StromNEF, dass es auch bei der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die jeweilige Gewerbesteuermesszahl und den jeweiligen Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr ankommt.

978 Bezüglich der kostenmindernden Auflösungsbeträge der aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen nach Tenorziffer 9.2 f) gilt, dass diese zuvor als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten fortgeführt wurden, nunmehr aber im Gesamtsystems des Kapitalkostenabzugs und Kapitalkostenaufschlags berücksichtigt werden.

979 In Bezug auf die in den Stellungnahmen geäußerte Forderung einer Korrektur der Verzinsungsbasis um Baukostenzuschüsse sowie der Kritik an Ausgestaltung und Wirkungen des Zinsbonus wird auf die Festlegung StromNEF verwiesen. Die Bestimmung der Verzinsungsbasis sowie die inhaltliche Ausgestaltung des Zinsbonus sind nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung.

Entwurf

13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4)

980 Tenorziffer 9.3 bestimmt, welche Elemente bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten im Vergleich zum Ausgangsniveau unverändert bleiben. Dies betrifft die betriebsnotwendigen Vorräte und das betriebsnotwendige Umlaufvermögen nach Tenorziffern 10 S. 4 d) und e) der Festlegung StromNEF. Es erfolgt keine Abschmelzung dieser Positionen parallel zum übrigen betriebsnotwendigen Vermögen, da im Kapitalkostenaufschlag eine Berechnung der Verzinsungsbasis insoweit ohne eine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten erfolgt (Tenorziffer 11.5 S. 2). Insoweit bleibt es bei der Pauschale nach Tenorziffer 10 S. 7 der Festlegung StromNEF, die sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Reduzierung des zu verzinsenden Umlaufvermögens über den Kapitalkostenabzug erfolgt -anders als teils vorgebracht – gerade nicht. Insgesamt wird das Umlaufvermögen dem Budgetprinzip unterworfen, in dem es sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Fortentwicklung anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis bei zunehmenden Investitionen, wie in einer Stellungnahme gefordert, erfolgt hierbei nicht. Dies gilt spiegelbildlich bei einem Absinken der Netzkostenbasis.

981 Ohne explizite Regelung gilt dies im Rahmen der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 9.2 d) auch für die in Tenorziffer 10 S. 4 b) der Festlegung StromNEF aufgeführten betriebsnotwendigen Grundstücke zu Anschaffungskosten.

982 Tenorziffer 9.4 regelt sodann die Systematik zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau und Anzahlungen. Im System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag erfolgt eine Berücksichtigung der tatsächlich bestehenden bzw. umgebuchten Anlagen im Bau und Anzahlungen. Hierfür bleiben im Rahmen des Kapitalkostenabzugs Anlagen im Bau und Anzahlungen vollständig unberücksichtigt in dem Sinne, als deren sofortige und vollständige Abschmelzung nach dem Basisjahr fingiert wird. Im Gegenzug erfolgt im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags eine Berücksichtigung der Ist-Werte der Anlagen im Bau und Anzahlungen im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode, unabhängig vom Jahr des Zugangs (Tenorziffer 11.5 S. 3).

983 Einzelne Stellungnahmen kritisierten, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands auf Null nicht sachgerecht sei, weil es gerade im Bereich Netzausbau üblich sei, große

Entwurf

kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre zu ziehen. Es gebe daher gute Gründe diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkosten zu verzinsen. Denn Kredite für solche Projekte werden in der Regel zu Beginn des Baus aufgenommen, die Finanzierungskosten fallen also ab Baubeginn an. Diese reale Kostenbelastung führe zu einer Schieflage in den Finanzströmen soweit keine Verzinsung der Anlagen im Bau erfolge.

984 Diese Kritik teilt die Beschlusskammer nicht. Das Zusammenspiel von Tenorziffer 9.4 sowie 11.5 S. 3 gewährleistet eine sachgerechte Verzinsung von Anlagen im Bau, auch bereits ab Baubeginn. Wie erläutert, bleiben Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zwar vollständig unberücksichtigt, finden aber im Gegenzug im Kapitalkostenaufschlag Berücksichtigung (s.o.).

14. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

985 Die Regelungen zur Ermittlung von individuellen Effizienzvorgaben entlang eines generellen Abbaupfades werden bezüglich der Verteilernetzbetreiber dem Grunde nach fortgeführt. Aufgrund der Vielzahl der methodischen Detailfragen hierzu wird auf der Ebene der Festlegung RAMEN jedoch nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt.

14.1 Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs (Tenorziffer 10.1)

986 Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergeben sich bei der grundsätzlichen Entscheidung zur Ermittlung individueller Effizienzwerte nach Tenorziffer 10.1 S. 1 im Vergleich zur bisherigen Rechtslage keine Änderungen. Die Grundsatzentscheidung, dass nicht nur individuelle Erlösobergrenzen, sondern auch individuelle Effizienzwerte zu ermitteln sind (im Gegensatz zur Möglichkeit von Gruppeneffizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 S. 3 EnWG), ergibt sich bereits aus Tenorziffer 2.1 S. 3, wonach die in den Erlösobergrenzen enthaltenen Effizienzvorgaben sich auf den jeweiligen Netzbetreiber beziehen. Zudem wird die Regelung fortgeführt, dass ein bundesweiter Effizienzvergleich durchzuführen ist, also ein Verfahren unter Beteiligung der Netzbetreiber, welcher nach § 54 EnWG der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterliegen. Durch die 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. Der Effizienzvergleich soll wie bisher möglichst vor Beginn der Regulierungsperiode durchgeführt werden, damit das

Entwurf

Budget möglichst ex ante feststeht. Es handelt sich dabei aber – wie bisher –um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[59]

987 Mit der Regelung in Tenorziffer 10.1 S. 2 erfolgt ein Verweis auf die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Hierbei wird auf das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zu Effizienzvorgaben durch Bestimmung von Effizienzzielen, die die objektiven strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber angemessen berücksichtigen, auf Grundlage eines oder mehrerer Verfahren zur Effizienzmessung, getroffen werden können. Alle weiteren Einzelfragen zum bundesweiten Effizienzvergleich werden demnach in der Methodenfestlegung hierzu geregelt.

988 Hierbei werden die bestehenden rechtlichen Vorgaben zu berücksichtigen sein. So sieht § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG vor, dass die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Insofern ist auch eine Tenorierung dieser Vorgabe – wie teilweise in den Stellungnahmen gefordert – nicht erforderlich. Diese Vorgabe aus dem EnWG gilt für die Methodenfestlegung ohnehin. Nach § 21a Abs. 1 S. 6 1. HS EnWG sollen die Effizienzvorgaben objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen, wobei diese Vorgabe im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG insofern näher bestimmt wird, als dass die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen“ zu berücksichtigen sind. Diesbezüglich wird auch zu erörtern sein, wie die durch die Auswahl der Vergleichsparameter die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden kann (zuvor § 13 Abs. 3 S. 8 2. HS ARegV). Dazu soll vor bzw. bei der Durchführung des Effizienzvergleichs die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber sichergestellt werden. Zur Gewährleistung der strukturellen Vergleichbarkeit kann auch die Bildung von objektiv abgrenzbaren Subgruppen erforderlich sein, für welche die strukturelle Vergleichbarkeit methodisch hergestellt werden oder aber eine separate

[59] Vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

Entwurf

Effizienzwertermittlung erforderlich sein kann. Die nähere Regelung bleibt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten.

989 Zudem muss nach § 21a Abs. 1 S. 7 EnWG 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.

990 Die Vorgabe nach § 21a Abs. 1 S. 6 2. HS EnWG, wonach die Effizienzvorgaben sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen sollen, wird bereits systematisch durch die Regelung in Tenorziffer 7 zu Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, umgesetzt.

991 Weitere Detailregelungen zu Vorgaben zu den Methoden für die Ermittlung der Effizienzvorgaben (insb. Auswahl und Anzahl der Methoden), zu den Aufwandsparametern (insb. zur Bestimmung als Ausgangsniveau abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und zu einer Vergleichbarkeitsrechnung bezüglich der Kapitalkosten), zu den Vergleichsparametern (insb. zur Kostentreiberanalyse und zu Kriterien zur Abbildung der Versorgungsaufgabe sowie zur Stützung der Belastbarkeit des Effizienzvergleichs) und zu Absicherungsmechanismen (insb. Vorgaben zu Ausreißeranalysen und zur rechnerischen Berücksichtigung der Ergebnisse von ggf. mehreren Methoden im individuellen Effizienzwert sowie etwaige Mindesteffizienzvorgaben) bleiben der Methodenfestlegung vorbehalten. Bezüglich dieser Fragestellungen gilt der generelle Grundsatz nach § 21a Abs. 2 EnWG, dass die methodischen Entscheidungen dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

992 Die Beschlusskammer hält auch im Lichte der Stellungnahmen daran fest, nähere Vorgaben und Regelungen nicht in dieser Festlegung vorzunehmen, sondern einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) zu überlassen. Der rechtliche Rahmen, insbesondere die vorstehenden Vorgaben, gelten in gleicher Weise unmittelbar für die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Soweit in Stellungnahmen gefordert wurde, methodische Grundentscheidungen bereits in dieser Festlegung zu treffen, hält die Beschlusskammer dieses Vorgehen für nicht zweckmäßig. Dies würde selektiv methodische Entscheidungen herauslösen, obwohl es letztlich einer Begründung der Gesamtmethodik nach dem Stand der Wissenschaft bedarf. Vor diesem Hintergrund sind Detailregelungen nicht Gegenstand dieser

Entwurf

Festlegung. In Bezug auf Stellungnahmen hierzu, etwa zu Sicherungsmechanismen, zu der Auswahl von Vergleichsparametern, zu Fragen der Heterogenität und strukturellen Vergleichbarkeit, zu einer Berücksichtigung des vorausschauenden Netzausbaus, zu einer Skalierung, zu einer Mindesteffizienz sowie zu einer Abrechnung zwischen Methoden und Kostenarten wird auf das Verfahren der Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

993 In Bezug auf Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und volatile Kostenanteile wird auf die Ausführungen zu Tenorziffern 4.3 und 4.4 verwiesen.

994 Soweit in Stellungnahmen die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in den Aufwandsparametern und damit den Effizienzvergleich kritisiert wurde, ist dies nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die näheren Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus trifft die Festlegung StromNEF, auf die insoweit verwiesen wird.

14.2 Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.2)

995 Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgt durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor. Konkrete Vorgaben sind einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Die Entscheidungen hierzu werden die Ausgestaltung der Anreizregulierung und die Vorgabe des § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG berücksichtigen, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.

996 Wesentlich für die Festlegung des Abbaupfades werden demnach auch die übrigen Ausgestaltungen der Effizienzvorgaben sein, etwa zur Anzahl der Methoden und zum Umgang mit den Ergebniswerten aus mehreren Methoden. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, welche Anreize sich aus dem Abbaupfad in Hinblick auf den Basisjahreffekt ergeben. Vor diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zum Abbaupfad auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

997 Aus der Formulierung „rechnerisch“ (siehe auch § 16 Abs. 1 ARegV) ergibt sich, dass nach wie vor eine rein rechnerische Vorgabe innerhalb Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen erfolgt. Hieraus folgen keine konkreten betriebswirtschaftlichen Vorgaben der Regulierungsbehörde zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten. Vielmehr handelt es sich um den generellen Ausdruck eines effizienzbasierten Budgetprinzips, wonach

Entwurf

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.

998 Bei der Bestimmung des Abbaupfades ist neben dem Kriterium der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit auch zu berücksichtigen, dass das EU-Recht schon nur die Gewährung effizienter Kosten zulässt. Eine Streckung des Abbaupfades über mehrere Jahre wäre insofern vor diesem Hintergrund gegenüber anderen Zielvorgaben abzuwägen.

14.3 (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.3)

999 Wie bereits unter den Erwägungen zu Tenorziffer 4.5 erörtert, wird zum Effizienzbonus durch den Zusatz „etwaige(r)“ festgehalten, dass dieses Element zwar gemäß dieser Festlegung grundsätzlich angelegt ist, jedoch sich aus der diesbezüglichen Methodenfestlegung ergeben kann, dass das Element nicht eingeführt wird. Bezüglich des Effizienzbonus wird demnach eine Gesamtentscheidung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleiches und der Effizienzvorgaben getroffen werden. Hierbei kann eine differenzierte Betrachtung von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern erfolgen.

1000 Dementsprechend ist dieser Teil der Regulierungsformel methodenoffen gestaltet. Es erfolgt demnach auch keine Entscheidung, wie ein etwaiger Bonus zu ermitteln ist, wie er auf die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode zu verteilen ist und inwiefern der Bonus im Hinblick auf den Verbraucherpreisgesamtindex und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor anzupassen ist.

1001 Vor diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zu Effizienzbonus auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

14.4 Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.4)

1002 Gemäß Tenorziffer 10.4 sollen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. Durch diese Formulierung wird zum Ausdruck gebracht, dass eine grundsätzliche Fortführung der in der Praxis bewährten Regelung in § 15 Abs. 1 ARegV erfolgen soll. Ein abweichendes Vorgehen wird damit zwar

Entwurf

nicht gänzlich ausgeschlossen. Vielmehr bliebe es durch die Formulierung möglich, Besonderheiten der Versorgungsaufgaben anders als durch eine Bereinigung des Effizienzwertes abzubilden. Insoweit zielt die Formulierung – anders als in mehreren Stellungnahmen angemerkt – nicht darauf, Besonderheiten der Versorgungsaufgabe gar nicht abzubilden. Der ebenfalls vorgeschlagene Verzicht auf diese Regelung in dieser Festlegung wäre hingegen im Ergebnis mit einer Formulierung als „Kann"-Vorschrift gleichzusetzen, was der Bedeutung einer Abbildung der Besonderheit der Versorgungsaufgabe nicht gerecht wird. In Bezug auf Stellungnahmen zur Ausgestaltung einer Nachfolgeregelung zu § 15 Abs. 1 ARegV bleibt dies der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Auf dieses Verfahren wird insoweit verwiesen. Inhaltlich sollen durch die Regelung Besonderheiten abgebildet werden, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Das Verfahren zur Prüfung der Voraussetzungen einer Effizienzwertbereinigung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. Dies gewährleistet, dass das Verfahren der Festlegung der Erlösobergrenze nicht von den Einzelfragen der Besonderheit der Versorgungsaufgabe abhängt. Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann in einem getrennten Verfahren beschieden werden. Die weiteren Regelungen zu materiellen Voraussetzungen, Schwellenwerten und den Rechtsfolgen bezüglich der Bereinigung und Anpassung des individuellen Effizienzwertes sowie zum Antragsverfahren erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Bei Tenorziffer 10.4 S. 3 und S. 4 zum Antragsverfahren handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19).

15. Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

1003 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 12 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu einem Aufschlag auf die Erlösobergrenze für solche Kapitalkosten, die im Laufe einer Regulierungsperiode auf Grund getätigter Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen.

15.1 Allgemeines

1004 Der Kapitalkostenaufschlag dient dazu, Kapitalkosten aus Investitionen, die nach dem Basisjahr getätigt werden und daher nicht in die Festlegung der Erlösobergrenze der nächsten Regulierungsperiode eingeflossen sind (Neuinvestitionen), ohne Zeitverzug und ohne

Entwurf

Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

1005 Der Kapitalkostenaufschlag wird gemäß Tenorziffer 11.2 nur für Kapitalkosten aus Neuinvestitionen gewährt, die nicht bereits im Basisjahr berücksichtigt wurden, also nicht in die anzupassende Erlösobergrenze eingeflossen sind. Soweit die Kapitalkosten bereits entstanden sind, hat dies durch den Nachweis der Ist-Kosten zu erfolgen. Soweit es sich um geplante Investitionen handelt, hat der Netzbetreiber die der Investition zugrundeliegenden Kapitalkosten auf Plankostenbasis geeignet nachzuweisen, beispielsweise durch eine unternehmensinterne Investitionsplanung.

15.2 Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags

1006 Der Kapitalkostenaufschlag setzt sich nach Tenorziffer 11.3 zusammen aus den Kosten des Netzbetreibers für kalkulatorische Abschreibungen, die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer, abzüglich kostenmindernder Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen gelten die Grundsätze der Festlegung StromNEF.

1007 Kostenmindernde Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen sind abzuziehen, da diese Zuschüsse und Beiträge eine Teilfinanzierung der getätigten Investitionen darstellen. Nach der ARegV erfolgte die Berücksichtigung dieser Erträge in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV. Das System der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wird mit den Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zwar dem Grunde nach fortgeführt (vgl. Tenorziffer 7), die Position nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV entfällt jedoch. Vor diesem Hintergrund hat ein Abzug der Erträge an anderer Stelle zu erfolgen. Eine Schlechterstellung der Netzbetreiber geht mit der Berücksichtigung der Erträge im Rahmen der Kapitalkosten nicht einher.

1008 Berücksichtigungsfähig sind grundsätzlich auch solche Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber selbst, sondern im Falle von gepachteten Vermögensgegenständen von Dritten aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden. Neben Verpachtungskonstellationen wird demnach auch die Subverpachtung erfasst. Hingegen bleiben Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber, sondern von einem Dienstleister aktiviert wurden oder voraussichtlich

Entwurf

aktiviert werden, weiterhin nicht berücksichtigungsfähig.[60] Die Erhöhung von Kapitalkosten eines Dienstleisters wird über das Dienstleistungsentgelt vollumfänglich abgegolten. Dies gilt umso mehr, als Dienstleistungen im Wettbewerb beschafft werden können.

1009 Berücksichtigungsfähig sind lediglich aktivierbare Kapitalkosten. Darunter fallen nicht IT-Kosten für beispielsweise Cloud-Dienstleistungen. Hierbei handelt es sich um Betriebskosten, die in der Regulierungssystematik anderen Grundsätzen unterliegen als Kapitalkosten. Ein Aufbrechen dieser Grundsätze, um Kosten für Cloud-Lösungen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags abzubilden, ist weder sachgerecht noch erforderlich. Betriebskosten – mit Ausnahme von Kosten im Sinne der Tenorziffer 7 (KA_{nEu}) und 8 (volatile Kostenanteile) – werden über das Ausgangsniveau berücksichtigt. Das neue System einer dreijährigen Regulierungsperiode erlaubt zudem eine schnellere Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen gegenüber dem Basisjahr. Für die fünfte Regulierungsperiode sorgt der Anpassungsmechanismus nach Tenorziffer 3.2 übergangsweise für eine pauschale Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen.

1010 Hinsichtlich der inhaltlichen Ausgestaltung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Gewerbsteuer wird auf Tenorziffer 12 der Festlegung StromNEF verwiesen.

15.3 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

1011 Die für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendende kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus dem Produkt der Verzinsungsbasis und einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz. Nähere Bestimmungen zur kalkulatorischen Verzinsungsbasis werden durch Tenorziffer 11.5 getroffen. Die nähere Ausgestaltung der Methodik und Berechnung des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes ist nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung, sondern erfolgt durch eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung).

15.4 Verzinsungsbasis

1012 Die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis für den Kapitalkostenaufschlag richtet sich nach Tenorziffer 11.5. Ausgangspunkt für die Verzinsungsbasis sind dabei, wie bereits bisher nach § 10a ARegV, die kalkulatorischen Restwerte, die auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 11.2 ermittelt wurden. Eine Verzinsung der

[60] vgl. BGH, Beschluss vom 5. Mai 2020 – EnVR 59/19 –, juris Rn. 46.

Entwurf

Anlagengüter trotz erhaltener Baukosten und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträge sieht die Beschlusskammer insoweit weiterhin als grundsätzlich nicht sachgerecht an (siehe Erwägungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF). Die entsprechenden, auf Grundlage der Tenorziffer 11.2 ermittelten Bestände sind daher von der Verzinsungsbasis in Abzug zu bringen. Darüber hinaus gelten die Grundsätze der Verzinsungsbasis im Sinne der Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF. Hierdurch wird einerseits klargestellt, dass in der Verzinsungsbasis auch weiterhin immaterielle Vermögensgegenstände sowie Grundstücke zu Anschaffungskosten zu berücksichtigen sind. Auch diesbezüglich gelten die Maßgaben der Tenorziffer 11.2. Ferner ergibt sich aus Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF, dass jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist (dort S. 5). Nach Tenorziffer 11.5 S. 2 sind von der Bildung der Verzinsungsbasis hingegen ausdrücklich ausgenommen betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des regulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. Denn insoweit erfolgt entgegen der Behauptung verschiedener Stellungnahmen gerade keine Abschmelzung im Kapitalkostenabzug. In Bezug auf Stellungnahmen zur Berücksichtigung desregulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögen wird auf Abschnitt *13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4)* verwiesen.

1013 Darüber hinaus sind Anzahlungen auf betriebsnotwendige Sachanlagen und betriebsnotwendige Anlagen im Bau im Kapitalkostenaufschlag mit ihrem Buchwert im jeweiligen Jahr zu berücksichtigen. Somit wird beim Kapitalkostenaufschlag der gesamte Bestand der Anlagen im Bau im Anzeigezeitraum, wie er vom Netzbetreiber angegeben wurde, als Zugang berücksichtigt und nicht nur die im maßgeblichen Jahr erstmalig aktivierten Anlagen im Bau. Entsprechend der Behandlung der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen im Rahmen der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung gemäß Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF sind auch im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags bei der Ermittlung des Anfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend abzuziehen. Der so angepasste Wert für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen wird in der Verzinsungsbasis nach Tenorziffer 11.5 berücksichtigt. Ziel ist, dass ein bestimmtes Anlagengut jeweils nur entweder als Anlage im Bau oder als Fertiganlage in die Verzinsungsbasis eingeht und damit ungerechtfertigte Mehrfachverzinsungen vermieden werden. Dies ergibt sich aus Tenorziffer 11.5 S. 3, 2. HS.

Entwurf

1014 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands im Kapitalkostenaufschlag auf Null nicht sachgerecht sei, trifft diese Aussage nicht zu und die Beschlusskammer ordnet diesen Vortrag der Tenorziffer 9.4 und der Berücksichtigung von Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zu. Entsprechend erfolgt die inhaltliche Auseinandersetzung unter Abschnitt *13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4).*

1015 Ferner wurde vorgetragen, dass Netzbetreiber, die Baukostenzuschüsse vereinnahmten, Nachteilen ausgesetzt seien. Dies trifft aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu. Die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen senkt den Kapitalbedarf. Die Kapitalgeber, unabhängig davon, ob es sich um Eigenkapitalgeber/Investoren oder Fremdkapitalgeber/Gläubiger handelt, müssen für diesen Teil also kein zusätzliches Kapital aufbringen, und somit entstehen auch keine Finanzierungskosten für dieses Kapital. Weitere Ausführungen zu dem Thema finden sich zudem in Abschnitt *14. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 10)* der Festlegung StromNEF.

15.5 Zinsbonus

1016 Nach Tenorziffer 11.7 ist ergänzend bei der Bestimmung des jeweiligen jährlichen Kapitalkostenaufschlags der Zinsbonus gemäß Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente anzusetzen. Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse nach dem 31.12.2028 vereinnahmen, können für eine bestimmte Zeit einen Zinsbonus auf einen Anteil der vereinnahmten Beträge erhalten. Nähere Regelungen hierzu ergeben sich aus Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF. Die Regelung sieht eine additive Komponente im Kapitalkostenaufschlag vor, das heißt die Berechnung der eigentlichen Kapitalkosten bleibt von der Regelung zum Zinsbonus unberührt. Dort gehen die Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse in voller Höhe ein. Bei der Berechnung des Zinsbonus sind alle entsprechenden Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu berücksichtigen, die Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF vorsieht, also auch solche, die ggf. im oder vor dem Basisjahr vereinnahmt wurden.

1017 In Bezug auf die in den Stellungnahmen geäußerte Forderung, den Zinsbonus auch auf Netzanschlusskostenbeiträge anzuwenden und die darüber hinaus geäußerte Kritik hinsichtlich der Ausgestaltung und Wirkungen des Zinsbonus, wird auf die Festlegung StromNEF verwiesen. Die inhaltliche Ausgestaltung des Zinsbonus ist nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Regelung der vorliegenden Festlegung beschränkt sich auf die

Entwurf

Berücksichtigung des Zinsbonus nach Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente im Kapitalkostenaufschlag.

15.6 Anzeigeverfahren

1018 Tenorziffern 11.8 sieht ein Anzeigeverfahren für den Kapitalkostenaufschlag vor. Hierbei handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Wie bisher wird Netzbetreibern hiermit lediglich ermöglicht, einen Aufschlag auf die jeweilige kalenderjährliche Erlösobergrenze für Kapitalkosten zu erhalten. Sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, sind sie verpflichtet, diesen anzuzeigen; andernfalls können die Kosten nicht anerkannt werden (auch nicht im Regulierungskonto). § 10a ARegV sah demgegenüber ein Antrags- und Genehmigungsverfahren vor.

1019 Die Erfahrungen aus den Prüfungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die Angaben der Netzbetreiber im Antrag auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags in der Regel den Anforderungen des § 10a ARegV entsprachen. In der Prüfpraxis zum Genehmigungsverfahren nach § 10a ARegV gab es daher bis auf Einzelfälle kaum oder wenn nur marginale Kürzungen beim Kapitalkostenaufschlag. Aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung und auch aufgrund des deutlich reduzierten Prüfaufwands erscheint es vor diesem Hintergrund zielführend, den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, den Kapitalkostenaufschlag anzuzeigen. Eine Genehmigungsentscheidung durch die Bundesnetzagentur entfällt. Hierzu reicht der Netzbetreiber einen Erhebungsbogen zum 30.06. ein, der die Herleitung der Investitionen entsprechend aufzeigt.

1020 Die Anzeigefrist bis zum 30.06. ist notwendig, um der Bundesnetzagentur eine angemessene Datenplausibilisierung zu ermöglichen. Dies umfasst typischerweise eine kursorische Prüfung der Angaben des Netzbetreibers einschließlich an den Netzbetreiber gerichtete Nachfragen, deren Antworten und eine Überprüfung der Antworten. Die kursorische Prüfung konzentriert sich vor allem auf mögliche Ausreißer und Auffälligkeiten. Zur angemessenen Durchführung einer solchen Plausibilisierung ist ein Zeitraum von mindestens sechs Monaten erforderlich.

1021 Sollte die Bundesnetzagentur feststellen, dass nicht betriebsnotwendige Anlagegüter berücksichtigt wurden (vgl. Tenorziffer 11.2 S. 1) oder dass unzureichende Nachweise der geplanten Investitionen vorliegen (vgl. Tenorziffer 11.2 S. 3), bestünde im Streitfall nicht nur die Möglichkeit eines zeitnahen Missbrauchsverfahrens nach § 30 EnWG, sondern auch

Entwurf

zeitversetzt die Möglichkeit, über die Genehmigung des Regulierungskontos nach Ziffer 14.6 vorzugehen. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben in der weit überwiegenden Anzahl der Fälle jedoch gezeigt, dass die Angaben der Netzbetreiber im Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV ohne Korrekturen genehmigt werden konnten. Daher erscheint die vorgesehene Lösung über ein Anzeigeverfahren sowohl für die Bundesnetzagentur als auch die Netzbetreiber verfahrensökonomisch sinnvoll.

1022 Über das Regulierungskonto erfolgt dann zu einem späteren Zeitpunkt der Ist-Abgleich einschließlich einer Prüfung aller Ist-Kosten (vgl. Tenorziffer 14).

1023 Soweit in Stellungnahmen Anpassungen an den Erhebungsbögen vorgeschlagen wurden, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie des Bedarfs von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine abstrakt-generelle Vorgabe. Dies bleibt – wie bisher – der Verwaltungspraxis vorbehalten.

16. Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

1024 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt werden, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber.

16.1 Allgemeines

1025 Die Grundzüge der bisherigen Qualitätsregulierung werden beibehalten und um neue Elemente – insbesondere zur Abbildung einer Energiewendekompetenz – ergänzt. Dabei sind die Anreize aus den bestehenden Regulierungsinstrumenten zu ergänzen und gleichzeitig Mehrfachberücksichtigungen oder Fehlanreize zu vermeiden. Bei der Entwicklung und Einführung neuer Elemente geht es in einem ersten Schritt nicht darum, monetäre Anreize zu setzen, sondern insbesondere darum, Transparenz und eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, auf deren Basis weitergehende Anreizsysteme festgelegt werden können.

1026 Die Ausgestaltung und Umsetzung dieser Maßgaben obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) (vgl. auch Tenorziffer 12.6). Die Regelungen zur Qualitätsregulierung in der vorliegenden Festlegung dienen der Ermöglichung, aber auch Sicherstellung dieser Maßgaben.

Entwurf

16.2 Zielbestimmung und Anwendung

1027 Tenorziffer 12.1 enthält einerseits eine allgemeine Zielbestimmung mit Blick auf die Qualitätsregulierung. Sie soll der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen dienen. Gegenüber der Zielbestimmung in § 18 ARegV kommt hinzu, dass die Qualitätsregulierung auch eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern soll.

16.3 Festlegung von Kennzahlen

1028 Nach Tenorziffer 12.2 können zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. Insofern werden einerseits die Netzbereiche konkretisiert, auf die die Qualitätsregulierung Anwendung finden kann. Zudem stellt die Tenorziffer die Maßgabe auf, dass die Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität grundsätzlich mittels Kennzahlen erfolgt.

1029 Dies stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber dem bisherigen System der §§ 18 ff. ARegV dar, unter dem ebenfalls Kennzahlen zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität herangezogen wurden. Während die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit schon früher Teil der Qualitätsregulierung waren, ist es nach Tenorziffer 12.2 S. 1 nun auch möglich, die Netzservicequalität zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität heranzuziehen. Dies erfolgt ebenfalls mittels Kennzahlen.

1030 Die Netzzuverlässigkeit beschreibt derzeit nach § 19 Abs. 3 S. 1 ARegV die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Bei der Produktqualität handelt es sich um die technische Qualität des Produktes Strom. An dem derzeitigen Verständnis der Netzzuverlässigkeit hält die Beschlusskammer grundsätzlich fest. Dabei ist eine Weiterentwicklung des Begriffs aber nicht ausgeschlossen und obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

1031 Die Netzleistungsfähigkeit ist nach derzeitiger Rechtlage in § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes beschrieben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Auch an dem derzeitigen Verständnis der Netzleistungsfähigkeit hält die Beschlusskammer grundsätzlich fest. Dabei ist hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit die

Entwurf

Begriffsbestimmung lediglich dergestalt zu ergänzen, dass die Energiewendekompetenz miterfasst wird. Dies wir durch Tenorziffer 12.2 S. 2 klargestellt.

1032 Die Energiewendekompetenz im Verteilernetz beschreibt nach derzeitiger Ansicht der Beschlusskammer grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert. Demnach ist die Netzleistungsfähigkeit in Zukunft als Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes zu beschreiben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen zu befriedigen. Nähere Bestimmungen bleiben einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten.

1033 Einer Trennung der Energiewendekompetenz und des Qualitätselements im Regulierungssystem bedarf es aus Sicht der Beschlusskammer nicht zwingend. Die Bestimmungen der vorliegenden Festlegung erlauben eine differenzierte Ausgestaltung der einzelnen Qualitätsvorgaben. Hierbei sind heterogene Anforderungen in den Blick zu nehmen (vgl. Tenorziffer 12.5 sowie § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG). Insbesondere schließt die Integration der Energiewendekompetenz in das System der Qualitätsregulierung keine Netzbetreiber per se aus. Auch wird hierdurch keinem Netzbetreiber die Möglichkeit genommen, unabhängig von seiner Größe seine spezifische Kompetenz nachzuweisen. Gleichzeitig schafft die vorliegende Festlegung auch keinen Hinderungsgrund, die Qualitätsregulierung aus Zweckmäßigkeitsgründen auf getrennte Methodenfestlegungen für die Netzzuverlässigkeit und die Energiewendekompetenz aufzuteilen sowie deren Anwendungsbereich bei gegebenem sachlichem Grund anders auszugestalten.

1034 Die Netzservicequalität beschreibt nach internationalem Verständnis das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden. Es gibt bereits heute eine Vielzahl an gesetzlichen Regelungen, die Netzbetreiber dazu verpflichten, Informationen im Verhältnis zum Kunden transparent zu machen und Hilfestellungen zu leisten. Ob und inwieweit darüber hinaus eine Qualitätsregulierung im Hinblick auf die Netzservicequalität etabliert wird, obliegt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

1035 Soweit im Rahmen der Konsultation gefordert wurde, dass die Bestimmung und Weiterentwicklung der verwendeten Kennzahlen nicht ausschließlich auf einer statistischen

Entwurf

Grundlage basieren dürfe, ist eine solch konkrete Vorgabe der nachgelagerten Methodenfestlegung vorbehalten.

1036 In Bezug auf die Qualitätsregulierung werden mit der vorliegenden Festlegung lediglich grobe Eckpunkte und wesentliche Maßgaben aufgestellt. Konkretere Vorgaben werden nicht definiert. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Das Setzen konkreter Vorgaben – wie beispielsweise bezüglich der Bestimmung einer Kennzahl auf Grundlage einer statistischen Grundlage oder (auch) durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs – setzt Kenntnis über die nähere Ausgestaltung der Qualitätsregulierung als solches und der entsprechenden Kennzahl voraus. Diese Ausgestaltungsprozesse sind indes Gegenstand des laufenden Verfahrens zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen. Mithin sind Fragen der Bestimmung von Kennzahlen auf statistischer Grundlage oder durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs auch dort zu beantworten.

16.4 Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung

1037 Tenorziffer 12.3 und 12.4 stellen weitere Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung auf. Die Ermittlung von Kennzahlen und Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber den bisherigen Regelungen der Qualitätsregulierung nach §§ 18 ff. ARegV dar. Nach Satz 1 der Tenorziffer 12.3 sind Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für die Ermittlung von Kennzahlen heranzuziehen. Daraus folgt nicht, dass der Ermittlung von Kennzahlen zwingend Daten sämtlicher Netzbetreiber in Deutschland zugrunde liegen müssen. Die Datengrundlage muss vielmehr eine regionale Verteilung über ganz Deutschland sicherstellen. Eine Kombination und Gewichtung von Kennzahlen ist auch weiterhin möglich.

1038 Nach Tenorziffer 12.3 S. 2, 3 erfolgt nach der Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte die Veröffentlichung dieser, ggf. einschließlich der zugrundeliegenden Daten. Die Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten seitens der Bundesnetzagentur ermöglicht Einblicke in wichtige Bestandteile der Regulierung und ist zugleich selbst regulatorisches Element, insbesondere wenn und soweit eine Monetarisierung unterbleibt. So wird das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der

Entwurf

Regulierungsbehörden vereinheitlicht werden. Die Beschlusskammer sieht die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber als geeignetes Instrument, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen. Die Basis dafür bildet die im Zuge der EnWG-Novelle 2021 geschaffene Transparenzregelung des § 23b Abs. 1 Nr. 10 EnWG. Hiernach kann die Regulierungsbehörde die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlenvorgaben zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich der zur Bestimmung der Strukturparameter erhobenen, geprüften und verwendeten Größen und der daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst und die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben wie auch die daraus resultierenden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen veröffentlichen. Damit erlaubt die Vorschrift eine Veröffentlichung einer Vielzahl an Werten, die im Rahmen der Qualitätsregulierung erhoben oder ermittelt werden. Sie ist ferner offen für die Veröffentlichung von Daten, Kennzahlenwerten und Kennzahlenvorgaben, die sich erst im Zuge der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung ergeben.

1039 Im Hinblick auf die Bestimmungen zur Veröffentlichung zeigte sich in den Stellungnahmen ein geteiltes Bild. Während viele Stellungnahmen die Bestimmungen zur umfassenden Veröffentlichung im Interesse der zu erreichenden Transparenz begrüßten, gab es auch eine Reihe an kritischen Stellungnahmen. Die Beschlusskammer hält an der Regelung fest. Insbesondere erachtet die Beschlusskammer eine Beschränkung der zu veröffentlichenden Daten auf „relevante Daten“ für nicht sachgerecht. Bereits im Ausgangspunkt wäre nur schwer abgrenzbar, welche Daten relevant bzw. nicht relevant sind. Außerdem könnte sich dies je nach Perspektive des Betrachters (Netznutzer, Netzbetreiber, Behörde) unterscheiden. Der Mehrwert von Veröffentlichungen könnte dadurch erheblich eingeschränkt werden.

1040 Hinsichtlich des Schutzes von in den zu veröffentlichenden Daten enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen ergeben sich die Grenzen aus § 23b EnWG.

1041 Tenorziffer 12.4 trifft nähere Bestimmungen in Bezug auf ein monetäres Element der Qualitätsregulierung. Gedanklich kann dies als möglicher, aber nicht zwingender Folgeschritt zur Veröffentlichung nach Tenorziffer 12.3 verstanden werden. Es können Kennzahlenvorgaben entwickelt werden. Die Umsetzung eines monetären Elements erfolgt nur, sofern Kennzahlenvorgaben entwickelt wurden. Nach der Tenorziffer 12.4 S. 3 können – wie beim Qualitätselement nach §§ 18 ff. ARegV – Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze

Entwurf

vorgenommen werden. Die Regelung ist auch offen für monetäre Anreize in nur eine Richtung, beispielsweise nur die Gewährung von Zuschlägen bei Übertreffen von Kennzahlenvorgaben.

1042 Der Zusatz "insbesondere" in Tenorziffer 12.4 S. 3 verdeutlicht, dass grundsätzlich auch eine andere Form des monetären Anreizes statt eines Zu- oder Abschlags auf die Erlösobergrenze denkbar ist. Hierzu gibt es derzeit indes keine näheren Umsetzungsüberlegungen seitens der Bundesnetzagentur. Der Zusatz „hinreichend belastbare Datenreihen“ in Tenorziffer 12.4 S. 3 bezieht sich auf eine Datenbelastbarkeit im Hinblick auf eine sinnvolle Bestimmung eines Qualitätselements, nicht auf die Datenqualität, die übermittelt wird.

1043 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist es nicht erforderlich, zur Sicherstellung der Datenqualität weitere Qualitätskriterien wie Reproduzierbarkeit, Objektivität, Verlässlichkeit und Gültigkeit in die Tenorziffer aufzunehmen. Die ohnehin zu beachtenden europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben gewährleisten Mindestanforderungen an die Datenqualität.

16.5 Weitere Bestimmungen

1044 Tenorziffer 12.5 geht auf die gesetzliche Vorgabe in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG zurück. Eine Berücksichtigung der objektiven strukturellen Unterschiede kann nur stattfinden, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind. Eine Ergänzung der Regelung in Bezug auf topographische Unterschiede der Netzgebiete ist nicht erforderlich, da diese bereits von der bestehenden Formulierung erfasst werden. Die Beschlusskammer erachtet es als ebenfalls nicht erforderlich, weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Viele der vorgeschlagenen Kriterien ergeben sich bereits aus allgemeinen rechtlichen Grundsätzen oder aus europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben, wie z. B. Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Hinsichtlich weiterer vorgeschlagener Kriterien (z.B. Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand) ist die uneingeschränkte Geltung für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben fraglich und letztlich auch abhängig von der näheren Ausgestaltung. Die vorliegende Festlegung ist daher nicht geeignet, entsprechende Kriterien festzulegen.

1045 Wie erwähnt, erfolgen nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) (vgl. Tenorziffer 12.6). Der konkrete Adressatenkreis wird sich aus dieser Festlegung ergeben, so dass

Entwurf

Regelungen zu einem vereinfachten Verfahren mit Blick auf die Qualitätsregulierung auf Ebene der Festlegung RAMEN nicht erfolgen. Im Rahmen der Konsultation wurde umfangreich zum Themenfeld Adressaten der Qualitätsregulierung vorgetragen. Die vorliegende Festlegung lässt den konkreten Adressatenkreis indes ausdrücklich offen und überlässt deren Ausgestaltung der entsprechenden Methodenfestlegung. Dieses Vorgehen ist zweckmäßig. Die Bestimmung des konkreten Adressatenkreises ist abhängig von der näheren Ausgestaltung der Qualitätsregulierung. Es ist zudem denkbar, dass der Adressatenkreis sich je nach Qualitätsvorgabe unterscheiden wird. Diese Fragen sind demnach der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten.

1046 Bei der Einführung von einzelnen Elementen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass dies auch während einer Regulierungsperiode möglich ist. Hierin liegt ein Unterschied beispielsweise gegenüber dem Effizienzvergleich oder dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die an eine bestimmte Regulierungsperiode gebunden sind. Das Qualitätselement kann daher während der laufenden Regulierungsperiode bestimmt oder verändert werden. Diese Vorgehensweise ist vorteilhaft, da einzelne Elemente eines regulatorischen Instruments gestuft erprobt und umgesetzt werden können, ohne jeweils den Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode abwarten zu müssen. In diesem Zusammenhang trifft Tenorziffer 12.7 nähere Bestimmungen zur Berücksichtigung eines Qualitätselements in der Erlösobergrenze. Die Optionalität des monetären Elements der Qualitätsregulierung ist in der Regulierungsformel angelegt.

17. Härtefall (Tenorziffer 13)

1047 Die Festlegung der Härtefallregelung in Tenorziffer 13 beruht auf § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten.

1048 Die Härtefallregelung ermöglicht eine Anpassung der Erlösobergrenze, wenn aufgrund des Eintritts eines näher bestimmten Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde.

1049 Die Härtefallregelung ist als Ausnahme nur unter engen Voraussetzungen anwendbar. Diese engen Voraussetzungen sind erforderlich, um die ökonomischen Grundprinzipien der Methode der Anreizregulierung zu gewährleisten.

Entwurf

17.1 Ereignis nach Satz 3 und 4

1050 Die Härtefallregelung ist nur anwendbar, wenn der Umstand aufgrund des Zeitversatzes zum maßgeblichem Basisjahr im Ausgangsniveau nicht abgebildet werden konnte und weder durch speziellere Anpassungs- und Korrekturregelungen abschließend geregelt ist noch in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt.

1051 Konnte der Umstand im Ausgangsniveau abgebildet werden, scheidet eine innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aus. Dieser Ausschluss dient dem berechtigten Interesse am Schutz der Bestandskraft der jeweiligen Festlegung der Erlösobergrenze. Der Schutz der Bestandskraft ist wesentlicher Bestandteil des Rechtsstaatsprinzips und dient dem berechtigten Interesse an einer Sicherung der Effizienz von Entscheidungen, der Rechtssicherheit und des Rechtsfriedens.[61] Kann ein Umstand im Ausgangsniveau abgebildet werden, ist er in diesem Verfahren zu berücksichtigen. Maßgeblich ist die Berücksichtigungsfähigkeit im Ausgangsniveau nach den hierfür maßgeblichen Vorschriften einschließlich der geltenden Festlegungen, ohne dass es auf die subjektiven Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde oder des betroffenen Netzbetreibers im Zeitpunkt der Behördenentscheidung ankäme.

1052 Ferner scheidet aus Gründen der Spezialität eine Anwendung dieser Tenorziffer aus, wenn im Hinblick auf den Umstand eine speziellere Anpassungs-/Korrekturregelung eine abschließende Regelung trifft. Dies schließt speziellere Anpassungs-/Korrekturregelungen in Methoden- oder Einzelfestlegungen mit ein.

1053 Auch scheidet eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aus, soweit der Umstand in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt. Dabei kann sich die Risikozuweisung sowohl aus einer ausdrücklichen oder konkludenten Entscheidung dieser oder einer weiteren Festlegung ergeben als auch aus den Grundprinzipien der Anreizregulierung selbst.

1054 Der Anreizregulierung ist es immanent, dass dem Netzbetreiber zusätzliche Gewinne möglich sind, ihm spiegelbildlich aber auch Risiken auferlegt werden. Insbesondere trägt der Netzbetreiber das Risiko, inwieweit seine Betriebsführung der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sowie wettbewerblichen Maßstäben entspricht. Dies ergibt sich bereits aus den Grundprinzipien der Anreizregulierung, insbesondere dem Prinzip des simulierten Wettbewerbs, sowie aus § 21 Abs. 2 S. 1 und S. 3 EnWG. Nach § 21 Abs. 2 S. 1

[61] Vgl. Meissner/Schenk, in: Schoch/Schneider, VwGO, 45. EL Januar 2024, § 74 Rn. 5.

Entwurf

EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, gebildet. Nach § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden, soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden. In Satz 4 der Tenorziffer ist darüber hinaus ausdrücklich klargestellt, dass ein Umstand insbesondere in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt, soweit der Netzbetreiber diesen hätte vorhersehen können und in der Folge den Eintritt selbst hätte verhindern oder dessen Auswirkungen auf die Kosten- und Vermögenssituation hätte erheblich abmildern können. Es ist Obliegenheit und damit zugleich Risiko eines Netzbetreibers auf bei sorgfältiger Betriebsführung vorhersehbare Umstände zu reagieren, soweit ihm dies möglich ist. Nur eine solche Betriebsführung entspricht wettbewerblichen Maßstäben sowie der Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Andernfalls entstehende Kosten und Kostenbestandteile sind nicht zu berücksichtigen. Maßstab ist insbesondere ein vorausschauend und vorsichtig agierender Netzbetreiber. An Netzbetreiber werden besondere Anforderung an vorausschauendes Handeln gestellt. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (§ 11 Abs. 1 EnWG). Dies erfordert unter anderem eine bedarfsgerechte Entwicklung des Netzes, was teilweise konkretisiert ist durch Netzausbauplanung (§ 14d EnWG) bzw. Netzentwicklungsplanung (§ 15a EnWG).

1055 Die Härtefallregelung ermöglicht dabei auch eine Anpassung der Erlösobergrenze für Sachverhalte, die vormals unter § 16 Abs. 2 ARegV fielen. Dass ein Netzbetreiber die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen im Zeitablauf nicht erreichen kann, ist gerade kein Umstand, der bereits im Ausgangsniveau abgebildet werden konnte. Vielmehr kann die Bewertung, ob letztlich mögliche und zumutbare Maßnahmen zur Erreichung der individuellen Effizienzvorgabe ergriffen werden konnten, erst im weiteren Zeitablauf erfolgen. Hierbei trägt der Netzbetreiber das Risiko grundsätzlich auch nur insoweit, als er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (vgl. § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG).

Entwurf

17.2 Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber

1056 Ferner setzt eine Anpassung der Erlösobergrenze im Rahmen einer Härtefallregelung voraus, dass im Falle der Beibehaltung eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Hierzu ist eine Gesamtbetrachtung seiner Kosten- und Vermögenssituation durchzuführen. Die Unzumutbarkeit setzt voraus, dass die Beibehaltung der Erlösobergrenze zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führt. Unterhalb dieser Schwelle scheidet eine Anpassung der Erlösobergrenze auf Grundlage dieser Regelung aus.

1057 Dieser Grundmechanismus der Anreizregulierung würde ausgehöhlt, wenn jede Kostensteigerung oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen würden. Ein solcher Ansatz wäre auch mit dem Ziel einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG, Art. 1 lit. b), Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, Art. 58 lit. d) Strom-RL) nicht in Einklang zu bringen. Kann ein Netzbetreiber von tatsächlichen Kosten unterhalb der festgesetzten Erlösobergrenze profitieren, muss ihm spiegelbildlich im Grundsatz auch das Risiko von tatsächlichen Kosten oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze auferlegt werden. Vor diesem Hintergrund ist eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Kostensteigerungen selbst eine rechtfertigungsbedürftige Ausnahme im Rahmen der Anreizregulierung.

1058 Führt die Beibehaltung der Erlösobergrenze allerdings zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis, ist eine solche Ausnahme im Rahmen der Anreizregulierung rechtlich geboten. Hierzu ist eine wertende Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers durchzuführen. Insbesondere ist nicht die einzelne gestiegene Kostenposition zu betrachten. Eine einzelne gestiegene Kostenposition gibt gerade keinen Aufschluss darüber, inwieweit die Gesamtbelastung für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbar ist. Dies zeigt gerade erst die Gesamtbetrachtung auf, die auch sinkende Kostenpositionen in den Blick nimmt. Bei dieser ist auch zu berücksichtigen, inwieweit der Netzbetreiber die Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation durch wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen auffangen kann. Vor diesem Hintergrund ist eine isolierte Betrachtung von Einzelposition – wie teils gefordert– nicht sachgerecht. Dies gilt auch für die vereinzelt geforderte Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen über die Härtefallregelung. Hinsichtlich der inhaltlichen Frage der Anpassbarkeit in Bezug auf Verlustenergie wird auf Tenorziffer 8.3 und die diesbezügliche Begründung verwiesen.

Entwurf

1059 Maßgeblich ist insoweit insbesondere, wie sich die gestiegenen Kosten unter Berücksichtigung aller sonstiger Veränderungen in der Kosten- und Vermögenssituation sowie wirtschaftlich vertretbarer Rationalisierungsmaßnahmen auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auswirken. Nach der gesetzlichen Wertung des § 21 Abs. 1 EnWG muss dem Netzbetreiber eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung seines Eigenkapitals verbleiben, womit allerdings keine „gesetzlich garantierte" Eigenkapitalverzinsung in einer bestimmten Höhe gefordert wird.[62] Dies ist gerade das Pendant zur Möglichkeit zusätzlicher Gewinne im Rahmen der Anreizregulierung. Treten die Kostensteigerungen von vornherein nur für einen begrenzten Zeitraum auf, ist dem Netzbetreiber eher zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung seines Eigenkapitals hinzunehmen, als dies bei dauerhaften, für einen erheblichen Teil der Regulierungsperiode zu erwartenden Kostensteigerungen der Fall ist.[63] Eine Aufzehrung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals auf unabsehbare Zeit ist dem Netzbetreiber nicht zuzumuten. Für die Bewertung im Einzelfall, inwieweit die Verzinsung nicht mehr nur vorübergehend durch Kostensteigerungen aufgezehrt wird, kann demnach eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation sowie Ertragslage des Netzbetreibers über einen mehrjährigen Zeitraum erforderlich sein, insbesondere auch zurückliegender Jahre. Hiermit wird lediglich auf die Möglichkeit eines mehrjährigen Betrachtungszeitraums hingewiesen, ohne dass ein solcher – wie teils vorgebracht wurde – festgelegt würde. Vielmehr ist auch insoweit der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz unter Berücksichtigung der konkreten Umstände des Einzelfalls zu beachten, einschließlich drohender Insolvenz oder Gefahren für den Betrieb des Netzes.

1060 Insbesondere im Falle einer Gefahr für den Betrieb des Netzes kann auch ein kürzerer Betrachtungszeitraum erforderlich werden, um im Einzelfall dem Ziel der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs (vgl. § 1 Abs. 2 S. 1 EnWG, Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL) Rechnung zu tragen.

17.3 Verfahrensregelung

1061 Tenorziffer 13 S. 5 ist eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Hiermit wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach allgemeinen Grundsätzen trifft den Netzbetreiber

[62] Vgl. BGH, Beschluss vom 28. Juni 2011 – EnVR 48/10 –, juris Rn. 84.
[63] BGH, Beschluss vom 18. Oktober 2011 – EnVR 13/10 –, juris Rn. 33.

Entwurf

eine Mitwirkungslast für das Vorliegen der Voraussetzungen, da sämtliche Informationen die zur Beurteilung der Unzumutbarkeit erforderlich sind, in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

18. Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

1062 Die Festlegung dieser Tenorziffer beruht auf § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten, insbesondere Regelungen zu treffen zu einem Ausgleichsmechanismus, der insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 5 ARegV anknüpfen, so dass letzteres auf einen Ist-Abgleich beim Ansatz von Planwerten zielt.

1063 Die Tenorziffer sieht zur Erfassung und zum Abgleich jährlich schwankender Mengen sowie von Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen beim Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich die Einrichtung eines Regulierungskontos vor. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, am etablierten Regulierungskonto und seiner grundsätzlichen Ausgestaltung festzuhalten.

1064 Mit der Regelung wird das Ziel einer verbraucherfreundlichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas in § 1 Abs. 1 EnWG aufgegriffen. Durch die zeitliche Streckung des Ausgleichs des Regulierungskontos über drei Jahre werden starke Schwankungen bei den Netzentgelten vermieden und damit die Planbarkeit für die Vertriebe und Netznutzer erhöht. Die Stärkung und der Schutz der Verbraucher ist dabei zugleich ein europarechtliches Ziel (Art. 58 lit. g) Strom-RL, wonach die Regulierungsbehörden zur Sicherstellung eines hohen Niveaus des Verbraucherschutzes beitragen). Zudem enthält § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG ein Regelbeispiel zur Regelung eines Ausgleichsmechanismus, der insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat. Hierzu wird auf Ebene der Rahmenfestlegung ein Ausgleichsmechanismus in Form eines Regulierungskontos festgelegt, der im Wesentlichen die bisherige Regelung in § 5 ARegV fortführt. Diese Regelung hält die Beschlusskammer mit wenigen Einschränkungen auch zukünftig für sachgerecht.

Entwurf

1065 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, nicht nur den Ausgleichsmechanismus selbst auf der Ebene der Rahmenfestlegung festzulegen, sondern auch wesentliche Anwendungsfälle schon zu bestimmen.

1066 Tenorziffer 14.1 S. 1 sieht vor, dass die Differenzbeträge zwischen den nach Tenorziffer 4 zulässigen und den unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse auf ein Regulierungskonto zu verbuchen sind. Der Netzbetreiber ist zur Bildung seiner Netzentgelte auf Mengenprognosen des zukünftigen Energieabsatzes angewiesen, die durch eine Vielzahl von Faktoren (z.B. Temperaturen oder konjunkturelle Entwicklung) beeinflusst werden. Hieraus ergeben sich regelmäßig Abweichungen zwischen den erzielbaren Erlösen und der festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen sind am Jahresende sichtbar und werden auf einem Regulierungskonto verbucht. In mehreren Stellungnahmen wurde angeregt, statt auf die physikalisch durchgeleiteten Absatzmengen zu den jeweiligen in Anspruch genommenen Leistungswerten auf den vom Wirtschaftsprüfer testierten Wert im Jahresabschluss abzustellen. Die Beschlusskammer hält es nicht für zweckmäßig, die Art und Weise der Ermittlung der erzielbaren Erlöse in dieser Festlegung über den Status quo der ARegV hinaus näher zu konkretisieren. Daran anschließend legt die Festlegung nicht abschließend fest, welche Informationen für eine Überprüfung notwendig sind (siehe hierzu auch Rn. 1076). Hiervon hängt es auch ab, ob eine Nachweisrechnung für die Prüfung des Regulierungskontos erforderlich ist und daher der in Stellungnahmen vorgeschlagene Verzicht auf eine solche ausscheidet.

1067 Nach Tenorziffer 14.1 S. 2 ist auch die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 1 und 3 und nach Tenorziffer 8.2 sowie für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen, soweit in einer Festlegung nach Tenorziffer 7.6 oder Tenorziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Plan-Ansätzen auf das Regulierungskonto zu verbuchen. Daraus ergibt sich zugleich, dass tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen sind, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen. Dadurch wird insbesondere die Differenz von Plan- und Ist-Kosten einzelner Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, sowie volatiler Kostenpositionen erfasst.

1068 Nach Tenorziffer 14.2 wird auch die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenorziffer 11.2 S. 2 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenaufschlag,

Entwurf

wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt, auf dem Regulierungskonto verbucht. Dadurch wird – wie im Falle der Tenorziffer 14.1 S. 2 – die Differenz von Plan- und Ist-Kosten erfasst.

1069 Dabei gelten auch im Rahmen des Abgleichs über das Regulierungskonto die jeweiligen materiellen Vorgaben. Beispielsweise sind tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen (s.o.).

1070 Gleichzeitig legt diese Festlegung die Anwendungsfälle nicht abschließend fest. Nach Tenorziffer 14.3 können weitere Positionen, bei denen eine Abwicklung über das Regulierungskonto für erforderlich erachtet wird, durch Methodenfestlegungen bestimmt werden. Hierunter kann ein Abgleich fallen, der aufgrund des Ansatzes von zunächst Planwerten erforderlich ist oder auch weitere Sachverhalte, bei denen ein Kostenabgleich im Hinblick auf die Mengen oder Kostenentwicklung festgelegt wird (so zuvor nach § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV für die Kosten des Messwesens). Hierbei handelt es sich um keine Festlegungskompetenz, wie vereinzelt angemerkt wurde, sondern eine Öffnung für weitere themenbezogene Festlegungen. Andernfalls könnte die Regelung als abschließend angesehen werden, so dass für die Einbeziehung weiterer Sachverhalte aufgrund der Tatbestandswirkung diese Festlegung selbst zu ändern wäre.

1071 Eine Stellungnahme forderte in diesem Zusammenhang eine Überführung von Kosten für konventionelle Zähler jenseits einer Preisobergrenze in die Netzentgelte, um Preisverwerfungen aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik für die Kunden dieser Zähler zu verhindern. Diese Forderung ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar, da Kosten für die konventionelle Zähltechnik ohnehin über die Netzentgelte gewälzt werden. Preisverwerfung für die Kunden konventioneller Zähltechnik sind daher nicht ersichtlich. Durch eine Nachfolgeregelung zu § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV außerhalb dieser Festlegung soll jedoch weiterhin gewährleistet werden, dass der Kostenrückgang aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik abgebildet wird.

1072 Soweit in mehreren Stellungnahmen zusätzlich vorgeschlagen wurde, einen Plan-Ist-Abgleich des Verbraucherpreisgesamtindexes über das Regulierungskonto vorzunehmen, wird auf Abschnitt 10.2 verwiesen.

1073 Tenorziffer 14.4 regelt die Verzinsung von Differenzbeträgen auf dem Regulierungskonto. Es besteht das teilweise unvermeidbare Risiko, dass die Netzbetreiber die Mengenparameter

Entwurf

unterschätzen bzw. Planansätze überschätzen. Die so entstehende positive Differenz auf dem Regulierungskonto wäre gleichzusetzen mit einem vom Netzkunden gewährten Kredit. Konsequenterweise ist die Differenz daher auch zu verzinsen. Zur Vereinfachung wird dabei für die Verzinsung auf die Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags abgestellt. Für sachgerecht hält die Beschlusskammer jedoch eine von § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV abweichende Reglung zur Zinshöhe. Diese richtet sich künftig nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes nach Tenorziffer 11.4. Bei einer Differenz zugunsten des Netzbetreibers handelt es sich nämlich im Prinzip um ihm zur Verfügung stehendes Fremdkapital, was konsequenterweise in entsprechender Höhe zu verzinsen ist. Gleichzeitig wird die Verzinsung nicht asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber ausgestaltet, jedenfalls solange ein strategisches Verhalten der Netzbetreiber und damit Verzerrungen nicht zu beobachten sind. Denn Abweichungen in einer gewissen Bandbreite sind auch bei sachgerecht erstellten Prognosen nicht vollständig vermeidbar.

1074 Tenorziffer 14.5 Sätze 1 und 2 regeln den Ausgleich des Saldos in materieller Hinsicht. Damit wird insgesamt an einem etablierten Prozess festgehalten, der sich bewährt hat. Der ermittelte und verzinste Saldo des Regulierungskontos wird annuitätisch über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. Die Verteilung beginnt jeweils zum 1. Januar des dritten Jahres nach dem Jahr, für das der Saldo nach Tenorziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde. Damit wird erreicht, dass die Netzbetreiber „angesparte“ Erlöse zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigen können bzw. „zu viel“, das heißt über die Erlösobergrenze hinaus, erwirtschaftete Erlöse schnell an die Verbraucher zurückfließen. Gegenüber einer Ermittlung des Saldos erst am Ende der Regulierungsperiode und einem Ausgleich über die folgende Regulierungsperiode werden hierdurch Sprünge in der Folgeperiode durch den Mechanismus des Regulierungskontos selbst vermieden. Je nach Höhe des Saldos des Regulierungskontos am Ende der Regulierungsperiode könnte der Ausgleich selbst sonst zu deutlich spürbaren Sprüngen in den Netzentgelten für die nachfolgende Regulierungsperiode führen. Solche Sprünge werden durch eine jährliche Ermittlung des Saldos vermieden. Eine Verteilung über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze erscheint dabei erforderlich, aber auch ausreichend, um übermäßige Schwankungen zu vermeiden und gleichzeitig einen zeitnahen Ausgleich zu erreichen. Die Verteilung ist dabei – wie bisher – nicht abhängig von Beginn und Ende der Regulierungsperiode. Daher ist es unschädlich, dass Zu- und Abschläge durch die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht mehr nur in die

Entwurf

nächste Regulierungsperiode reichen können, sondern auch in die darauffolgenden Regulierungsperioden. Nach Tenorziffer 14.5 S. 3 werden die Annuitäten gemäß Tenorziffer 14.4 verzinst. Da in den Annuitäten die jeweilige Differenz des Regulierungskontos aufgeht, ist die Anwendung desselben Zinssatzes folgerichtig. Salden des Regulierungskontos der vierten Regulierungsperiode nach § 5 ARegV fließen in die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode (S_t) ein. Dies gilt auch für Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV, die aus Festlegungen resultieren, die nach Tenorziffer 19 aufgehoben werden.

1075 Tenorziffer 14.6 regelt den Ausgleich des Saldos in verfahrensrechtlicher Hinsicht und gilt als Verfahrensvorschrift ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1, Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen (siehe Tenorziffer 19). Nach Tenorziffer 14.6 S. 1 genehmigt die Regulierungsbehörde auf Antrag den durch den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung. Tenorziffer 14.6 S. 2 verpflichtet die Netzbetreiber einmal jährlich zum 31. Dezember des Kalenderjahres einen Antrag nach Tenorziffer 14.6 S. 1 zu stellen. Das Antragsverfahren ermöglicht der Regulierungsbehörde ex post eine Überprüfung des ermittelten Saldos sowie dessen Verteilung. Zu dieser Überprüfung gehört im Interesse der Netznutzer auch, die durch diese oder weitere Festlegungen näher definierten Kostenpositionen daraufhin zu kontrollieren, ob diese in Einklang mit den Vorgaben berechnet worden sind (einschließlich solcher Positionen, die zuvor lediglich im Wege von Anzeigeverfahren von Netzbetreibern geltend gemacht wurden).[64] Mit Blick auf das berechtigte Interesse der Netznutzer an einer Überprüfung kommt die angeregte Implementierung einer Genehmigungsfiktion nicht in Betracht.

1076 Die Antragspflicht stellt sicher, dass tatsächliche Kosten, die im Vergleich zu den (angepassten) Plankosten geringer ausfallen, bei der Entgeltbildung berücksichtigt und somit die Kostenersparnis des Netzbetreibers an den Netznutzer weitergegeben werden und Unterschätzungen bei den Mengenparametern zeitnah ausgeglichen werden.

1077 Tenorziffer 14.6 S. 3 regelt den Inhalt des Antrags auf Anpassung der Erlösobergrenze mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die zur Überprüfung notwendigen Informationen vorliegen müssen. Dies schließt in Bezug auf Tenorziffer 14.2 insbesondere auch Angaben zur Höhe der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten der dem Kapitalkostenaufschlag zugrunde gelegten betriebsnotwendigen Anlagegüter ein, einschließlich Angaben zu den Anschaffungs-

[64] vgl. BGH, Beschluss vom 25. Juni 2024 – EnVR 3/22 –, juris Rn. 40.

Entwurf

und Herstellungskosten. Insoweit handelt es sich letztlich um eine Konkretisierung der nach allgemeinen Grundsätzen bestehenden Mitwirkungsobliegenheit, da diese Informationen in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

1078 Soweit in Stellungnahmen eine Harmonisierung von Erhebungsbögen vorgeschlagen wurde, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie der Häufigkeit von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine generelle, eher starre Festlegung im Regulierungsrahmen.

19. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15)

1079 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 9 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu Verfahren zur Berücksichtigung von Netzübergängen. Der Begriff des Verfahrens ist dabei untechnisch zu verstehen, so dass das Regelbeispiel auch zu materiellen Vorgaben im Falle eines Übergangs von Netzen sowie bei Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen ermächtigt. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 26 ARegV anknüpfen, der auch materielle Vorgaben enthält.

1080 Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, die bestehende Regelung des § 26 ARegV für Elektrizitätsverteilernetze inhaltlich im Wesentlichen fortzuführen.

19.1 Vollnetzübergang

1081 Im Falle eines Vollnetzübergangs geht die Erlösobergrenze insgesamt auf den übernehmenden Netzbetreiber über (Tenorziffer 15.1). Dies erscheint sachgerecht, da auf diese Weise mit dem Netz zugleich die darauf bezogene Erlösobergrenze übergeht. Eine erneute Bestimmung der Erlösobergrenzen wäre demgegenüber nicht nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern wäre auch in der Sache als Durchbrechung des Budgetprinzips der Anreizregulierung nicht gerechtfertigt. Die Netzbetreiber haben der zuständigen Regulierungsbehörde den Übergang von Erlösobergrenzen mitzuteilen (Tenorziffer 15.8). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird. Soweit hier mit „unverzüglich“ eine

Entwurf

Vorgabe getroffen wird, richtet sich diese allein an die Netzbetreiber, nicht hingegen die Regulierungsbehörden.

1082 Soweit in einer Stellungnahme angeregt wurde, eine Regelung zu treffen, wonach der übernehmende Netzbetreiber in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortführt, ist eine Festlegungskompetenz nicht ersichtlich. Die verfahrensrechtliche Konsequenz einer Rechtsnachfolge einschließlich der Auswirkung auf die Beteiligtenstellung im Verwaltungsverfahren betrifft insbesondere nicht mehr die Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells selbst. Auch § 26 ARegV regelte gerade nicht den Netzübergang und die verfahrensrechtlichen Konsequenzen, sondern die Aufteilung der Erlösobergrenzen infolge des Netzübergangs.

19.2 Teilnetzübergang

1083 Auch die Vorgaben zum Teilnetzübergang werden inhaltlich im Wesentlichen fortgeführt. Im Aufbau erfährt die Regelung allerdings Änderungen, um die wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG erforderliche Trennung von Vorschriften des Verwaltungsverfahrens der Regulierungsbehörde und materiellen Regelungen abzubilden.

1084 Der Teilnetzübergang wird weiterhin durch Abänderung der Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber um den auf den übergehenden Netzteil entfallenden Anteil der Erlösobergrenze nachvollzogen (Tenorziffer 15.2). Dies erscheint weiterhin sachgerecht, da auf diese Weise mit dem Teilnetz zugleich die darauf bezogene Erlösobergrenze übergeht. Eine erneute Bestimmung der Erlösobergrenzen wäre demgegenüber nicht nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern wäre auch in der Sache als Durchbrechung des Budgetprinzips der Anreizregulierung nicht gerechtfertigt. Dass es in der Folge einer erneuten Festlegung der gesamten Erlösobergrenzen nicht bedarf, wird durch Tenorziffer 15.2 Sätze 3 und 4 ausdrücklich klargestellt. Mit Tenorziffer 15.2 S. 5 wird klargestellt, dass im Falle eines Antragsverfahrens der aufnehmende Netzbetreiber berechtigt ist, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

1085 Materiell sind weiterhin zwei Wege der Bestimmung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze vorgesehen. Dies ist zum einen der Regelfall der Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber (Tenorziffer 15.3) und zum anderen ein vorgegebener Aufteilungsmaßstab

Entwurf

(Tenorziffer 15.4 bis 15.7). Der Regelfall gewährt der privatautonomen Einigung Vorrang, indem er im Grundsatz eine sachgerechte Bestimmung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze den Netzbetreibern überlässt. Um Rechtssicherheit in den Fällen gewährleisten zu können, in denen die beteiligten Netzbetreiber zu keiner Einigung gelangen, wird als Auffangregelung weiterhin ein materieller Aufteilungsmaßstab festgelegt. Der Aufteilungsmaßstab selbst ist hierbei gegenüber § 26 Abs. 3 S. 3, Abs. 4, Abs. 5 und Anlage 4 ARegV grundsätzlich unverändert. Der Maßstab erfährt lediglich insoweit eine Änderung, als dass auch die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 entstehen, nicht in die Ermittlung des Pauschalbetrags eingehen. Insoweit wird ein Gleichlauf mit vorgelagerten Netzkosten hergestellt. Auch bei diesen Kosten ist nach Tenorziffer 7.7 S. 4 auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte). Hier findet der Netzübergang daher unmittelbar Berücksichtigung in der Anpassung nach Tenorziffer 7.7 S. 2, so dass diese Kostenanteile bei der Bestimmung des Pauschalbetrags von vorneherein unberücksichtigt bleiben können. Tenorziffer 15.7 enthält dabei – wie bisher die Anlage 4 ARegV – einen von der Formulierung in Tenorziffer 15.5 und 15.6 abgeleiteten Term und stellt somit in vereinfachter Form die in der Norm beschriebene Berechnungslogik dar.[65] Entgegen einer Anmerkung in den Stellungnahmen enthält dieser Term die gesamte Berechnung einschließlich der Kapitalkosten, nur in abgeleiteter Form. Es erscheint auch sachgerecht, weiterhin lediglich einen Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils zu bestimmen und nicht im Einzelnen die operativen Kosten zu ermitteln. Eine isolierte Bestimmung der operativen Kosten, die auf den übergehenden Netzteil entfallen, käme einer erneuten Kostenprüfung gleich, da operative Kosten anders als Kapitalkosten über die einzelnen Anlagenübergänge ohne erneute Kostenprüfung den Netzteilen nicht hinreichend präzise zuzuordnen sind. Eine erneute Kostenprüfung wäre nicht nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern würde in der Sache zu einer Durchbrechung des Budgetprinzips der Anreizregulierung führen.

1086 Der Maßstab für die Ermittlung der Kapitalkosten in Tenorziffer 15.5 bleibt gegenüber § 26 Abs. 4 ARegV unverändert. Besteht zwischen den beteiligten Netzbetreibern zumindest Einigkeit hinsichtlich der zu überlassenden Anlagengüter, regelt Satz 2, dass die Grundlage für die Ermittlung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze die zu übereignenden Verteilungsanlagen sind. Herrscht zwischen abgebenden und übernehmenden Netzbetreiber

[65] vgl. Thäsler, in: Holznagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 26 ARegV Rn. 46.

Entwurf

Streit (zum Beispiel hinsichtlich des Übergangs gemischt-genutzter Leitungen) werden nach Satz 3 - abweichend von Satz 2 - die nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG zu übereignenden Verteilungsanlagen aus den Daten und Informationen über das betriebsnotwendige Sachanlagevermögen ermittelt, die dem Konzessionsvergabeverfahren zugrunde lagen. Diese Daten müssen der Gemeinde vom abgebenden Netzbetreiber nach § 46 Abs. 3 in Verbindung mit § 46a EnWG zur Verfügung gestellt werden. Damit wird verhindert, dass streitige Konzessionsübergänge die behördlichen Verfahren hemmen. Mit Blick auf die Forderung, auf die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen abzustellen, könnte dies im Falle eines streitigen Konzessionsübergangs zu jahrelanger Unsicherheit führen und die behördlichen Verfahren hemmen, wenn ein solcher Fall praktisch auch die absolute Ausnahme sein dürfte. In den anderen Fällen käme ein Abstellen auf die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen zwar grundsätzlich in Betracht. Gleichzeitig werden sich die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen praktisch kaum von der Vereinbarung – den zu übereignenden Verteilungsanlagen – unterscheiden, aber letzteres deutlich einfacher zu ermitteln sein.

1087 Den Vorschlag, im Aufteilungsmaßstab für den Pauschalbetrag das Verhältnis der Kapitalkosten nur bezogen auf die betroffene Netzebene heranzuziehen, greift die Beschlusskammer nicht auf. Hierdurch würde die Bestimmung des Pauschalbetrags, welcher schon dem Namen nach auf einer Typisierung beruht, mit weiteren Prüfschritten belastet. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass etwaige Verzerrungen aufgrund von Unterschieden der Kostenstruktur und des OPEX/CAPEX-Verhältnisses nur bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode bestehen, deren Länge ab der sechsten Regulierungsperiode nur noch drei Jahre beträgt. Ein relevanter Anreiz für Gebietsaufsplitterungen aufgrund etwaiger Verzerrungen bei der Bestimmung des Pauschalbetrags wird vor diesem Hintergrund nicht gesehen.

1088 Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es allerdings unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 zu treffen (Tenorziffer 15.4 S. 3). Die vereinbarten Anteile an der Erlösobergrenze treten dann an die Stelle der anhand des Aufteilungsmaßstabs bestimmten Anteile, eine rückwirkende Abänderung der vorher gültigen Erlösobergrenzen erfolgt nicht. Dass die Vereinbarung nur für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode getroffen werden kann, ergibt sich – entgegen einer Stellungnahme – auch hinreichend deutlich aus der

Entwurf

Tenorierung „für die verbleibende Dauer“. Das diesbezügliche Verfahren zur erneuten Festlegung ist hiervon abgetrennt für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 15.10 S. 3 geregelt.

1089 In verfahrensrechtlicher Hinsicht wird der Teilnetzübergang in den Tenorziffern 15.9 und 15.10 geregelt. Im Falle einer Vereinbarung gilt ein Antragsverfahren (Tenorziffer 15.9). Die Vereinbarung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze ist durch übereinstimmenden Antrag der Regulierungsbehörde vorzulegen. Diese legt den vereinbarten übergehenden Anteil der Erlösobergrenze fest, es sei denn diese erweist sich als nicht sachgerecht. Auf diese Weise wird der Regulierungsbehörde ermöglicht, die Vereinbarung darauf zu überprüfen, ob die beantragte Aufteilung – auch im Interesse der Netznutzer – sachgerecht ist.[66] Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, den Umfang der Überprüfung auf Sachgerechtigkeit sowie das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit im Einzelnen zu tenorieren. Dies bleibt – wie im bisherigen System der ARegV – der Verwaltungspraxis überlassen. Die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde wirkt dabei auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurück, die Erlösobergrenzen sind demnach unabhängig vom Zeitpunkt der Behördenentscheidung bereits ab Netzübergang zu korrigieren. Im Falle des Fehlens einer Vereinbarung ist ein Verfahren von Amts wegen zur Anwendung des Aufteilungsmaßstabs vorgesehen (Tenorziffer 15.10). Für den Beginn dieses Verfahrens von Amts wegen wird weiterhin das Fehlen eines übereinstimmenden Antrags sechs Monate nach Aufnahme des Netzbetriebs bestimmt. Maßgeblich für den Fristbeginn ist die Aufnahme des operativen Netzbetriebs und der Eintritt in die Rechte und Pflichten gegenüber den Netzkunden durch den aufnehmenden Netzbetreiber. Mit der Frist von sechs Monaten wird ein Ausgleich geschaffen zwischen dem Erfordernis, dass den Netzbetreibern ein ausreichender Zeitraum für eine Vereinbarung zur Verfügung stehen muss, und dem Erfordernis der Rechtssicherheit. Die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde wirkt dabei auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurück. Tenorziffer 15.10 S. 2 sieht zudem die Möglichkeit einer vorläufigen Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze auf Antrag im Falle besonderer Gründe vor. Da die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurückwirkt, kann eine vorläufige Festlegung allenfalls zur Abmilderung von

[66] Vgl. BGH, Beschluss vom 6. Oktober 2015 – EnVR 18/14 –, juris Rn. 18.

Entwurf

Prognoseunsicherheiten über die endgültige Aufteilung dienen, also allenfalls selten in Betracht kommen. Daneben ist in Tenorziffer 15.10 S. 3 das Verwaltungsverfahren bei einer nachträglichen Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber nach Tenorziffer 15.4 S. 3 geregelt. In diesem Fall legt die Bundesnetzagentur – wie bisher nach § 26 Abs. 6 ARegV – den Anteil der Erlösobergrenze für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest (Tenorziffer 15.10 S. 3). Materiell-rechtlich tritt dabei die Vereinbarung an die Stelle der Bestimmung nach Tenorziffer 15.4 S. 1 (vgl. Tenorziffer 15.5 S. 3 2. HS.). Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG wird vorliegend verfahrensrechtlich getrennt geregelt, dass es einer Festlegung der nachträglichen Vereinbarung bedarf. Hierbei handelt es sich um eine Regelung, die als Verfahrensvorschrift nur für Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit gilt (vgl. Tenorziffer 19). In der Zusammenschau tritt die nachträgliche Vereinbarung erst mit der Festlegung an die Stelle der ursprünglich ergangenen Festlegung unter Heranziehung des Aufteilungsmaßstabs. Eine gesamthafte Regelung in Tenorziffer 15.10 S. 3 – wie in einer Stellungnahme gefordert – ist mit Blick auf § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich. Die Tenorziffern 15.9 und 15.10 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19).

19.3 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers

1090 Die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat (Tenorziffer 15.8 2. HS). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

20. Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)

1091 Eine Regelung zum vereinfachten Verfahren für kleine Verteilernetzbetreiber ist in der Anreizregulierung in den ersten vier Regulierungsperioden vorgesehen gewesen. Diese wird grundsätzlich fortgeführt (Tenorziffern 16.1 bis 16.6).

1092 Die Rechtsfolgen des vereinfachten Verfahrens nach Tenorziffer 16.1 entsprechen im Wesentlichen der bisherigen Rechtslage. So findet der Effizienzvergleich als Verfahren nur für die Netzbetreiber im Regelverfahren statt, während für Netzbetreiber im vereinfachten

Entwurf

Verfahren ein durchschnittlicher Effizienzwert auf der Grundlage des Effizienzvergleichs der vergangenen Regulierungsperiode zur Anwendung kommt.

1093 Aufgrund der Ausgestaltung der Regelung zu KA_{nEu} ist für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren keine Sonderregelung erforderlich. Auch Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren können – wie bisher – vorgelagerte Netzkosten sowie der Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 jährlich anpassen und – neu – auch Kosten für Versorgungsleistungen. Die Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2 sind auch im vereinfachten Verfahren im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar. Da der diesbezügliche Wert $KA_{nEu,0}$ nicht frühzeitig für den Effizienzvergleich zur Ermittlung des Aufwandsparameters feststehen muss, ist die Vorgehensweise mit der Verkürzung der Regulierungsperiode vereinbar.

1094 Es wird keine Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung geschaffen. Schon in der bisherigen Regelung war § 25a ARegV nicht von der pauschalen Anpassung gem. § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV erfasst. Entgegen der vorgetragenen Stellungnahmen hat es bisher keine Anwendungsfälle bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren gegeben, weshalb die Entscheidung gegen die Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung gefallen ist.

1095 Auch eine Anwendung der Anpassung der Betriebskosten nach Tenorziffer 3.2 auf die Unternehmen des vereinfachten Verfahrens erscheint der Beschlusskammer nicht angebracht. In einigen Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass dies nicht gerechtfertigt sei. Durch die fehlende Einbeziehung dieser Unternehmen in den Effizienzvergleich kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass die ermittelten Parameter tatsächlich solche sind, die die Versorgungsaufgabe der kleinen Verteilernetzbetreiber mit dem für die Belastung von deren Netzkunden erforderlichen Maß an Gewissheit abbilden. Der Fall liegt insofern umgekehrt als die Übertragung eines annähernd typischen und nunmehr auch angepasst gewichteten Effizienzwertes auf diese Gruppe von Netzbetreibern.

1096 Die in den Stellungnahmen angeregte Anwendung pauschaler Korrekturfaktoren im Rahmen einer Betriebskosten-Anpassung in Hinblick auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ist nach Ansicht der Beschlusskammer nicht zielführend, da entsprechende Korrekturfaktoren zunächst sachgerecht zu ermitteln wären. Der Vorteil der für Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren übergangsweise vorgesehenen OPEX-Anpassung liegt gerade darin, dass er sich aus dem Effizienzvergleich ableitet. Für die angeregte sachgerechte Korrektur wäre denklogisch ein zusätzlicher Effizienzvergleich für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren

Entwurf

oder die Einbeziehung dieser Netzbetreiber in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber im Regelverfahren erforderlich. Der hierfür notwendige administrative Aufwand steht jedoch dem Zweck des vereinfachten Verfahrens entgegen.

1097 Durch die fehlende Einbeziehung in den Effizienzvergleich sind die Effizienzanreize für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zudem schwächer als für Unternehmen im Regelverfahren. Höhere Kosten im Basisjahr führen im vereinfachten Verfahren nicht zu schlechteren Effizienzwerten, da die Effizienzwerte nicht individuell ermittelt werden. Auch kleinen Netzbetreibern steht es jedoch frei – mit allen Rechten und Pflichten - am Regelverfahren teilzunehmen. Wenn die Dynamik in einem Verteilernetz so hoch ist, dass die Betriebskosten-Anpassung nach Tenorziffer 3.2 durch den jeweiligen Netzbetreiber als notwendig erachtet wird, erscheinen im Gegenzug auch die Effizienzanreize und die Effizienzkontrolle durch den Effizienzvergleich flankierend erforderlich, um im Interesse der Netznutzer sicherzustellen, dass gerade in dieser gesteigerten Dynamik dem Effizienzanspruch genügt wird. Vor dem Hintergrund dieser Wahlmöglichkeit stellt die Beschränkung einer Betriebskosten-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich auf die Teilnehmer am Effizienzvergleich auch keine systematische Schlechterstellung von kleinen Netzbetreibern dar. Vielmehr wird damit sichergestellt, dass die Entlastung vom regulatorischen Aufwand systematisch erfolgt.

1098 Durch die fehlende Einbeziehung in den Effizienzvergleich ergäben sich zudem Verzögerungsanreize bei der in den Stellungnahmen geforderten Anwendung der Betriebskosten-Anpassung auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Während sich im Regelverfahren eine Steigerung der relevanten Strukturparameter positiv auf den individuellen Effizienzwert auswirkt, sind die Strukturparameter des Effizienzvergleichs im Basisjahr für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zunächst ohne regulatorische Folge. Die Anwendung der Betriebskosten-Anpassung würde dann einen Parameteraufwuchs erst nach dem Basisjahr anreizen. Durch den Vergleich mit dem Basisjahrwert würde Parameter-Steigerungen nach dem Basisjahr über den Verlauf der fünften Regulierungsperiode durch die OPEX-Anpassung die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers erhöhen. Dieselbe Steigerung eines Parameters bereits im Basisjahr bliebe im vereinfachten Verfahren jedoch ohne positive Wirkung auf die Erlösobergrenze – weder über Effizienzvergleich noch über die Betriebskosten-Anpassung. Die so bei eher endogenen Strukturparametern wie der Netzlänge entstehenden Verzögerungsanreize ständen dabei im direkten Widerspruch zu den Zielen, den

Entwurf

Netzausbau anzureizen und auf eine erhöhte Dynamik im Zuge der Energiewende zu reagieren.

1099 Darüber hinaus würden die kleinen Verteilernetzbetreiber durch die Anwendung des Instruments zu einem erheblichen Verfahrensaufwand gezwungen, weil sie wie die Unternehmen des Regelverfahrens im Einzelnen die Entwicklung der jeweiligen Vergleichsparameter erfassen, dokumentieren und zur Nachprüfung stellen müssten.

1100 Die in den Stellungnahmen zum Ausdruck gebrachte Befürchtung, dass eine Nicht-Ausweitung der Betriebskosten-Anpassung nach Tenorziffer 3.2 zu Wettbewerbsverzerrung führen würde, teilt die Beschlusskammer nicht. Auch wenn etwa Netzbetreiber aus dem vereinfachten Verfahren ins Regelverfahren wechseln und sodann am Effizienzvergleich teilnehmen, gehen die in vergangenen Regulierungsperioden erzielten Erlösen nicht in den Effizienzvergleich ein.

1101 Für die abstrakte Anregung in den Stellungsnahmen eines pragmatischeren Lösungsansatzes, für den Fall, dass ein datenbasierter Anpassungsmechanismus nicht für alle Netzbetreiber realisierbar sei, sieht die Beschlusskammer keine geeigneten Optionen. Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode wird das Budget auch für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren häufiger angepasst und aktualisiert. Selbst quantitative Niveausprünge, etwa bei der Antragsbearbeitung, führen somit gerade nicht zu einer systematischen Unterdeckung, da die Kosten mit Durchlaufen eines Basisjahres in die Budgetbildung eingehen. Hierzu wird auch auf die Ausführungen unter Abschnitt 7.1 verwiesen.

1102 Die Vorgaben der Qualitätsregulierung, insbesondere der Energiewendekompetenz sind dagegen aus heutiger Sicht auch auf die kleinen Verteilernetzbetreiber des vereinfachten Verfahrens zu übertragen. Bei diesen Vorgaben geht es sehr konkret um die Möglichkeiten der Netznutzer, an der Energiewende teilhaben zu können. Es ist im Rahmen der bisherigen Konsultationen kein Argument vorgetragen worden, das es rechtfertigen würde, im Interesse der kleinen Unternehmen den Netznutzern auf längere Sicht schlechtere Bedingungen beim Netzanschluss, beim Netzzugang und bei der Servicequalität zuzumuten. Im System der Anreizregulierung kann nicht abgewartet werden, bis sich die aus rein betriebswirtschaftlichen Überlegungen ergebenden Anreize tatsächlich manifestieren; es erscheint deshalb wie bei allen Verteilernetzbetreibern grundsätzlich eine ergänzende Anreizkomponente zur Erhaltung eines hohen Qualitätsstandards erforderlich.

Entwurf

1103 Unternehmen, welche die Kriterien des vereinfachten Verfahrens erfüllen, erhalten ein Wahlrecht, für die nächste Regulierungsperiode das vereinfachte Verfahren zu wählen oder im Regelverfahren zu bleiben. Das vereinfachte Verfahren stellt insbesondere bei Betrachtung der dem Regelverfahren unterliegenden Gesamtkosten weiterhin die Ausnahme dar.

1104 Die Regelung knüpft nach den Tenorziffern 16.2 und 16.3 nicht mehr an die Anzahl der angeschlossenen Kunden an, sondern an eine wirtschaftliche Kenngröße. Die bisherige Kenngröße der angeschlossenen Kunden enthält definitorische Unklarheiten und bildet nicht zwangsläufig die wirtschaftliche und administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreiberunternehmens ab. Entgegen dem Vortrag in einigen Stellungnahmen hat die Auswertung gezeigt, dass es sehr große und sehr leistungsstarke Unternehmen gibt, die nur sehr wenige Kunden haben. Es geht darum, kleine Unternehmen zu entlasten, dies ist – wie im HGB auch – mittels der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit festzustellen.

1105 Es wird stattdessen ein wirtschaftlicher Schwellenwert gebildet, der zunächst auf das von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Ausgangsniveau der Vorperiode abstellt. Dieses wird um die vorgelagerten Netzkosten, sowie in Bezug auf das Ausgangsniveau der vierten Regulierungsperiode um die Kosten für die sog. vermiedenen Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, bereinigt, um nur die eigenen Kosten des Netzbetreibers zu erfassen. Es wird dabei sektorspezifisch auf das Ausgangsniveau im Betrieb eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes abgestellt. Im Interesse einer eindeutigen Regelung wird auf die gemäß § 23b Abs. 1 Nr. 8 EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus zum Zeitpunkt der Feststellung abgestellt. Teilweise wurde zum am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier vorgetragen, das Abstellen auf das Ausgangsniveau könne zu praktischen Problemen führen, wenn diese Daten zum Stichtag noch nicht vorliegen. Die vorgeschlagene Regelung bietet eine Lösung dahingehend, dass auf veröffentlichte Werte abzustellen ist. Angesichts der Vielzahl der Akteure auf Behörden- und Unternehmensseite ist nie auszuschließen, dass einzelne Werte noch nicht veröffentlicht sind. Die Regulierung muss auch in diesen Fällen handlungsfähig bleiben. Nach weiteren Analysen auf Grundlage der Daten für die vierte Regulierungsperiode ergeben sich darüber hinaus keine bis nur sehr geringe Verschiebungen im Schwellenwert, wenn die Daten von mehreren Dutzend kleinerer Netzbetreiber noch nicht vorliegen und somit bei der Ermittlung außer Acht blieben.

1106 Das so bereinigte Ausgangsniveau bildet bei regulierten Netzbetreibern die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Unternehmens angemessen ab. Andere Kennzahlen sind vorstellbar,

Entwurf

beispielsweise entsprechend § 267 HGB – allerdings sind diese angesichts der Unternehmensstrukturen bei einem vertikal integrierten Netzbetreiber mit höherem Ermittlungsaufwand und Zuordnungsschwierigkeiten verbunden. Daher wird die eindeutige Kenngröße des bereinigten Ausgangsniveaus verwendet.

1107 Als wesentliches Kriterium für die periodische Bestimmung des Schwellenwertes wird eine Marktabdeckung der Einbeziehung in das Regelverfahren und damit in den Effizienzvergleich vorgegeben. Teilweise wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass nicht genügend Transparenz über Kriterien, anhand derer die Marktabdeckungsrate ermittelt wird, vorhanden sei. Die Schwellenwerte wurden bewusst so gewählt, dass sie sich an der gegenwärtigen Marktabdeckung orientieren. Für die Ermittlung werden die Netzbetreiber sektorspezifisch nach der Höhe des bereinigten Ausgangsniveaus beginnend mit dem Größten gereiht. So kann weiterhin gewährleistet werden, dass kleine Unternehmen entlastet werden, bei denen der Regulierungsaufwand für den Effizienzvergleich die Erlösobergrenze womöglich stärker erhöht, als sie durch den Abbau von Ineffizienzen gesenkt würde. Gleichzeitig wirkt die Marktabdeckung auch erkennbaren Tendenzen zum Ausweichen in das vereinfachte Verfahren entgegen. Die zum Zeitpunkt der Schaffung der Regelung bestehende Struktur wird respektiert. Sollte eine Zerlegung von Netzgesellschaften zum Zwecke des Zugangs zum vereinfachten Verfahren in größerer Zahl dazu führen, dass der aus dem Schwellenwert resultierende Eurobetrag zu sehr absinkt und zu viele kleine Unternehmen im Regelverfahren landen, behält sich die Beschlusskammer vor, Regelungen zu treffen, nach denen verbundene Unternehmen oder Unternehmen innerhalb eines Konzessionsgebietes zusammen als einheitliches Unternehmen behandelt werden.

1108 Ebenso stärkt eine hinreichende Anzahl von Beobachtungen, also teilnehmenden Netzbetreibern, nicht nur die statistische Belastbarkeit der Effizienzvergleiche. Vor allem ermöglicht eine ausreichende Zahl von Beobachtungen im Interesse der Unternehmen selbst die Herausbildung geeigneter Kostentreibermodelle, um die Verschiedenartigkeit der Versorgungsaufgaben gut abzubilden.

1109 Im vereinfachten Verfahren wird statt der netzbetreiberindividuellen Bestimmung sektorspezifisch ein pauschaler Effizienzwert zur Anwendung gebracht, der aus dem gewichteten arithmetischen Mittel der Effizienzwerte der Netzbetreiber im Regelverfahren der vorangegangenen Regulierungsperiode gebildet wird. Die Werte für die vorangegangene Regulierungsperiode sind grundsätzlich so heranzuziehen, wie sie ermittelt worden sind.

Entwurf

Dabei werden künftig die Effizienzwerte der kleineren Netzbetreiber im Effizienzvergleich höher gewichtet werden, um eine bessere Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Unternehmen abzubilden. Dies kann durch eine Kostengewichtung des arithmetischen Mittels der Effizienzwerte anhand der Kehrwerte der bereinigten Ausgangsniveaus erreicht werden. Gemessen an den verfügbaren Werten der dritten Regulierungsperiode hätte dieses Vorgehen z.B. zu einem gewichteten durchschnittlichen Effizienzwert im vereinfachten Verfahren im Strombereich von 93,79 % statt 96,92 % geführt.

1110 Der so ermittelte pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen (vgl. Tenorziffer 16.4 S. 2). Eine spätere Korrektur ist nicht vorgesehen, um Rechtsklarheit und Rechtsfrieden herbei zu führen.

1111 Das vereinfachte Verfahren dient dem Zweck, kleinere Netzbetreiber von dem regulatorischen Aufwand im Rahmen eines umfassenden Anreizregulierungssystems teilweise zu entlasten. Diesem Zweck entspricht es, dass der gemittelte Effizienzwert im Zeitpunkt der Entscheidung über eine Teilnahme am vereinfachten Verfahren bereits feststeht.

1112 Ein Netzbetreiber hat die Wahlmöglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren unter Berücksichtigung des veröffentlichten Effizienzwertes. Er hat ausreichend Zeit, das Für und Wider der beiden Verfahrensweisen abzuwägen. Diese Abwägung würde nicht unerheblich erschwert, wenn die Netzbetreiber damit rechnen müssten, dass der gemittelte Effizienzwert nach der Veröffentlichung oder nach der Einleitung des vereinfachten Verfahrens zu ihren Lasten verändert wird. Die Besonderheit des vereinfachten Verfahrens besteht gerade darin, dass eine individuelle Ermittlung von Effizienzwerten im Interesse der Verfahrensvereinfachung unterbleibt und stattdessen ein aufgrund früher gewonnener Ergebnisse gebildeter Mittelwert herangezogen wird. Diesem Ansatz entspricht es, den ermittelten Wert nach seiner Veröffentlichung nicht mehr zu verändern.[67]

1113 Ein Netzbetreiber, der sich für das vereinfachte Verfahren entscheidet, begibt sich einerseits der Chance, dass sich im Regelverfahren ein besserer Effizienzwert für ihn ergeben könnte. Er wird aber zugleich von dem Risiko befreit, dass dieses Verfahren zu einem schlechteren Wert führt.

1114 Hierbei dürfen die Netzbetreiber darauf vertrauen, dass der gemittelte Wert nicht nachträglich zu ihren Ungunsten verändert wird. Sie haben aber kein schützenswertes Interesse daran, dass

[67] Vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 – juris Rn. 94 ff. zu § 24 ARegV.

Entwurf

der Wert nachträglich zu ihren Gunsten korrigiert wird. Vielmehr müssen sie ihre Entscheidung auf der Basis des veröffentlichten Werts treffen.[68]

Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10)

1115 Den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden wird nach den Tenorziffer 16.7 bis 16.10 die Möglichkeit einer noch weitergehenden Vereinfachung eingeräumt. Die Einführung obliegt jeder Regulierungsbehörde für den eigenen Zuständigkeitsbereich. Sofern eine Regulierungsbehörde diese Entscheidung trifft, können Unternehmen mit einem bereinigten Ausgangsniveau von bis zu 500.000 EUR von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen werden. Diese Netzbetreiber unterliegen auch nicht den förmlichen Vorgaben der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG, da dies dem Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde. Stand der vierten Regulierungsperiode gibt es ca. 40 Gasverteilernetzbetreiber und ca. 60 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in dieser Größenordnung. Der Schwellenwert für das bereinigte Ausgangsniveau muss ggf. mit der Entwicklung der Netzkosten periodisch aktualisiert werden.

1116 Das bereinigte Ausgangsniveau, das maßgeblich für die Teilnahme an der Kleinstnetzbetreiberregelung ist, bestimmt sich für die fünfte Regulierungsperiode anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus, das hierfür um die vorgelagerten Netzkosten und um die vermiedenen Netzentgelte zu bereinigen ist. Dieser Wert ist für alle Netzbetreiber vorhanden, da für die vierte Regulierungsperiode für alle Netzbetreiber mit der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ein Ausgangsniveau bestimmt wurde. Er unterliegt einer Veröffentlichungspflicht. Nimmt ein Netzbetreiber an der Kleinstnetzbetreiberregelung teil, wird für die jeweilige Regulierungsperiode auch kein Ausgangsniveau bestimmt. Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorhergegangenen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt, dennoch nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG ein kalkuliertes Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber weiterhin unter dem Schwellenwert gem. Tenorziffer 16.7 liegt. Auch hier ist eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen.

[68] Vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 - juris Rn. 102 zu § 24 ARegV.

Entwurf

1117 Für Netzbetreiber, die zwischen zwei Basisjahren gegründet werden, ergehen gemäß Tenorziffer 2.4 bis zur ersten Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt, Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG. Für diese Regulierungsperiode liegt dann noch kein Ausgangsniveau vor, das für die Zuordnung zur Kleinstnetzbetreiberregelung herangezogen werden könnte. Das Ausgangsniveau ist in diesen Fällen gemäß Tenorziffer 16.8. S. 3 zu bestimmen.

1118 Auch Kleinstnetzbetreiber unterliegen der Verpflichtung zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b EnWG und sie unterliegen weiterhin methodisch den Anforderungen der Kostenkalkulation im Sinne der Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung StromNEF und haben als Netz der allgemeinen Versorgung ihre Entgelte entsprechend im Vorhinein zu bilden und zu veröffentlichen.

1119 Netzbetreiber, die unter die Kleinstnetzbetreiberregelung fallen, unterliegen bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode den bisherigen Vorgaben der Anreizregulierung einschließlich der Bestimmung der Salden der Regulierungskonten. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung des Kostenniveaus für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen, da dadurch ein sachgerechter Übergang von der bisherigen Regelung zu der weiteren Vereinfachung der regulatorischen Prüfung dieser Netzbetreiber erfolgt.

1120 Letztverbraucher und Netznutzer können die Einhaltung der Maßstäbe überprüfen lassen. Dabei gilt die Vermutungswirkung, dass die Bestimmung der Netznutzungsentgelte den rechtlichen Vorgaben entspricht, wenn der Betreiber des Kleinstnetzes kein höheres Entgelt fordert als der Betreiber des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes für die Nutzung des an das Kleinstnetz angrenzenden Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene. Grenzen mehrere Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene an, ist das niedrigste Entgelt maßgeblich. Diese Regelung entspricht materiell der Regelung in § 110 EnWG für geschlossene Verteilernetze. Ein höheres Entgelt kann im Ergebnis nur angesetzt werden, falls eine Kostenkalkulation nach den Vorgaben der Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung StromNEF dies nachweislich erlauben würde.

Entwurf

21. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

1121 Tenorziffer 17 beruht auf § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten.

1122 Mit der Regelung wird das europarechtliche Ziel aus Art. 18 Abs. 2 lit. e) Strom-VO aufgegriffen, wonach die Tarifmethoden die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten unterstützen. Hierzu wird als Anreizelement ein etwaiger Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr berücksichtigt und damit bestehende Anreize für Netzbetreiber zur Durchführung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeit verstärkt.

1123 Die Regelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten in § 25a ARegV wird in der Sache im Wesentlichen fortgeführt. Die Umsetzung in der Regulierungsformel erfolgt allerdings zukünftig nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, sondern als Zuschlag für Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr. Soweit vorgetragen wurde, dass dadurch die Forschungs- und Entwicklungskosten zukünftig dem Effizienzvergleich und auch der Effizienzvorgabe unterlägen, ist dies Konsequenz der Anwendung der Kriterien für die Einstufung von Kostenanteilen als KA_{nEu} (siehe hierzu Abschnitt 11.7.4). Anreize bestehen im Übrigen auch weiterhin, insbesondere sollen Forschung- und Entwicklungsvorhaben letztlich dem Netzbetreiber durch Aufbau von Wissen und Kompetenz zugutekommen.

1124 Der Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung beträgt – wie bisher – 50 Prozent der berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens, wie er sich aufgrund entsprechender Kostennachweise des Netzbetreibers ergibt. Die Beibehaltung dieser Deckelung im Rahmen eines Zuschlags ist – entgegen vereinzelter Stellungnahmen – in Abwägung mit den berechtigen Interessen der Netznutzer sachgerecht. Damit wird - auch unter Berücksichtigung der Förderquote des Projektes - ein ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Kostenrisiko, das die Netzbetreiber tragen und dem, welches sie über die Netzentgelte an die jeweiligen Netzkunden weitergeben können, erreicht. Mit der Deckelung des Zuschlags wird zudem ein Anreiz gesetzt, nur solche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben durchzuführen, die letztlich einem effizienten Netzbetrieb zugutekommen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Kosten aus Forschung und Entwicklung ohnehin über das Budgetprinzip abgedeckt werden. Zwar werden steigende Kosten über den Zuschlag nur teilweise nachgefahren. Gegenüber dem Basisjahr reduzierte

Entwurf

Kosten aus Forschung und Entwicklung werden allerdings gar nicht in den einzelnen Erlösobergrenzen nachgetragen. Insoweit entsteht durch den Zuschlag auch mit der Deckelung ein systematischer Vorteil und damit zusätzlicher Anreiz für Forschung- und Entwicklung. Erforderlich für eine Kostenanerkennung ist weiterhin, dass die geltend gemachten Forschungs- und Entwicklungskosten beim Netzbetreiber selbst anfallen und der Netzbetreiber unmittelbar Zuwendungen aus der staatlichen Energieforschungsförderung erhält. Hierbei muss der Netzbetreiber zumindest Verbundpartner in einem Forschungskonsortium sein, bei dem ein Beteiligter stellvertretend für alle Verbundpartner Fördermittel beim Zuwendungsgeber beantragt, damit die Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde gewährleistet ist. Damit wird gewährleistet, dass die Kriterien der staatlichen Forschungsförderung[69] auch im Rahmen der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Mit Blick auf diese Kontrolle kommt – entgegen mehrerer Stellungnahmen – auch nicht in Betracht, den Kreis der Antragsteller weiter auszuweiten. Netzbetreiber im Konzernverbund wären weder Zuwendungsempfänger noch Verbundpartner des geförderten Forschungskonsortiums. In diesem Fall erhält der Netzbetreiber nicht unmittelbar staatliche Zuwendungen und unterliegt nicht der unmittelbaren Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde.

1125 Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt bewilligt wurde und fachlich betreut wird. Die Berücksichtigung von Energieforschungsförderung durch europäische Behörden soll hierdurch nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, soweit eine gleichwertige Prüfung und fachliche Betreuung des Vorhabens erfolgt. Allerdings werden nach hiesiger Kenntnis europäische Forschungsgelder eher indirekt über nationale Behörden administriert. Dennoch hat sich die Beschlusskammer, die Stellungnahmen aufgreifend, dazu entschieden, den Tenor entsprechend offen zu gestalten.

1126 Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Mehrkosten gegenüber den Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Basisjahr des Kalenderjahres, für das der Zuschlag gewährt wird. Eine Berücksichtigung von Forschungs- und Entwicklungskosten kommt nur dann in Betracht, wenn es zu einem Anstieg der

[69] Vgl. zu den Kriterien der staatlichen Forschungsförderung beispielhaft: BT-Drs. 447/13, S. 20.

Entwurf

Forschungs- und Entwicklungskosten gegenüber den bereits im Basisjahr berücksichtigten Kosten gekommen ist.[70] Als Basisjahr ist dabei das Basisjahr des Kalenderjahres heranzuziehen, für das der Zuschlag beantragt wird (und nicht das Basisjahr des Kalenderjahres, das für die Ist-Kosten relevant ist). Hierbei ist keine projektbezogene, sondern eine gesamtkostengezogene Betrachtung vorzunehmen, d.h. sowohl im Basisjahr, als auch in den für die Ist-Kosten relevanten Jahren sind alle Projekte und Kosten zu betrachten, die unter Tenorziffer 17 fallen. Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig. Insbesondere sind daher leidglich Mehrkosten gegenüber den nach Tenorziffer 6 angepassten Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben berücksichtigungsfähig sowie Forschungs- und Entwicklungskosten, die bereits bei der Anpassung der Erlösobergrenzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, geltend gemacht werden, nicht berücksichtigungsfähig. Eine Doppelberücksichtigung von Kosten wird damit ausgeschlossen.

1127 Soweit eine Gleichbehandlung von Aufwendungen für Forschung und Entwicklung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern gefordert wurde, ist zu berücksichtigen, dass die hohe Bedeutung von Forschung auf allen Ebenen anerkannt wird und entsprechende Regelungen geschaffen werden. So wird die bisherige Regelung für die Verteilernetzbetreiber gerade fortgeschrieben. Ziel der bestehenden Regelung ist es, die Teilnahme von Netzbetreibern an öffentlichen Forschungs- und Entwicklungsprojekten auch wirtschaftlich anzureizen. Im Wesentlichen ist Forschung Aufgabe der Hersteller der Anlagen und Systeme. Die Regelung verfolgt das Ziel, die Ergebnisse der geförderten Forschung öffentlich zugänglich zu machen und die Projekte der Qualitätssicherung durch die Forschungsförderung zu unterwerfen. Die Ausgestaltung der Mechanismen bei den Übertragungsnetzbetreibern ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Auch dort sind gleiche Standards für Transparenz und Qualität der Projekte zu erreichen. Eine Anlehnung an die für Verteilernetzbetreiber vorgesehene Regelung ist nicht ausgeschlossen. Gleichzeitig gibt es die Besonderheit, dass die Offshore-Anbindungssysteme in Deutschland durch den Übertragungsnetzbetreiber zur errichten und betreiben sind, eine Aufgabe, die in vielen Vergleichsländern die Anlagenbetreiber übernehmen. Daraus sind in der Vergangenheit singuläre, großvolumige Entwicklungsideen entstanden, für die zu prüfen ist, wie man hier

[70] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 8. Mai 2019 – VI-3 Kart 45/17 (V) –, juris Rn. 29 f.

Entwurf

einen angemessenen Regulierungsrahmen schafft. Derartige Vorhaben sind möglicherweise nur durch Konsortien der Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechenden Herstellern durchführbar.

1128 Tenorziffer 17.3 enthält Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19). In Satz 1 wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass ein Zuschlag nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach Satz 2 ist der Antrag zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. Dies schließt nicht aus, dass in dem Verfahren für mehrere Jahre geprüft und beschieden wird, ob für ein bestimmtes Projekt die Voraussetzungen der Tenorziffer 17 dem Grunde nach vorliegen und die Kosten des ersten Projektjahres anerkennungsfähig sind. In diesem Fall wird sodann auch die Vorgabe zur Befristung nach Tenorziffer 17.4 S. 1 relevant. Satz 3 regelt den Inhalt des Antrags mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die notwendigen Informationen vorliegen müssen. Nach Satz 4 kann die Regulierungsbehörde – wie bisher – näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags nach Satz 1 durch eine Festlegung treffen. Soweit vereinzelt der 30. September des Vorjahres als Antragsfrist vorgeschlagen wurde, ist zu berücksichtigen, dass auch die Regulierungsbehörde eine angemessene Zeit zur Prüfung und Bescheidung der Anträge mit Blick auf eine Einpreisung ins vorläufige Preisblatt benötigt.

1129 Tenorziffer 17.4 enthält nähere Vorgaben zur Verbindung einer etwaigen Genehmigung mit Nebenbestimmungen. Hierbei handelt es sich um eine materielle Regelung, die allerdings nur greift, wenn – wie im Falle der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (siehe Tenorziffer 17.3) – ein Antragsverfahren zur Anwendung kommt. Nach Tenorziffer 17.5 hat der Netzbetreiber – wie bisher – nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens den Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Regulierungsbehörde vorzulegen. Hiermit wird in Verbindung mit den Nebenbestimmungen nach Tenorziffer 17.4 ein ex-post Abgleich der angesetzten Kosten einerseits und der zuwendungsrechtlich endgültig bestimmten Kosten andererseits ermöglicht.

22. Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 18)

1130 Mit Tenorziffer 18 wird die Festlegung BK8-23-007-A (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) aufgehoben.

Entwurf

1131 Die Festlegungen BK8-22-003-A bis BK8-22-007-A sowie BK8-24-0006-A bis BK8-24-0010-A zu volatilen Kostenanteilen müssen nicht aufgehoben werden, da diese bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet sind.

23. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

1132 Tenorziffer 19 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 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.

1133 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Anreizregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen zu den einzelnen Elementen der Anreizregulierung erfolgen.

1134 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.

1135 Soweit in einer Stellungnahme eine Reduzierung der Anzahl der Verfahrensvorschriften angeregt wurde, um eine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene zu vermeiden, ist dies vor dem Hintergrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich.

Entwurf

24. Kosten (§ 91 EnWG)

1136 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

Entwurf

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

Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG erfolgt, nimmt die Große Beschlusskammer Energie, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 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 S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Entwurf

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

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

Entwurf