



## Beschlusskammer 9

Aktenzeichen: BK9-25/618

### BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG

wegen **Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN)**

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

durch den Vorsitzenden

den Beisitzer

und den Beisitzer

am xx.xx.xxxx beschlossen:

## **1. Adressaten**

Diese Festlegung findet auf die Betreiber von Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen Anwendung, sofern diese der Anreizregulierung nach Tenorziffer 2.1 der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1 vom 08.12.2025)<sup>1</sup> unterfallen (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung).

## **2. Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen**

**2.1** <sup>1</sup>Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen werden ab der fünften Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2028) als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ) festgelegt. <sup>2</sup>Bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist bei den Kostenanteilen nach Satz 1 auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten und Erlöse beim Netzbetreiber oder Verpächter nach Tenorziffer 5 Satz 4 der Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF, GBK-24-02-2#3 vom 08.12.2025)<sup>2</sup> abzustellen (Ist-Werte des Jahres t-2).

**2.2** <sup>1</sup>Hinsichtlich der Kosten und Erlöse des Jahres 2025 (Basisjahr der fünften Regulierungsperiode) erfolgt neben der Überleitung nach Tenorziffer 7.7 Satz 1 RAMEN Gas als Übergangsregelung eine Berücksichtigung der entsprechenden Kosten und Erlöse entweder in der Erlösobergrenze des Jahres 2028 oder verteilt auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2028 bis 2030. <sup>2</sup>Der Betrag der Kosten und Erlöse des Jahres 2025 ist entsprechend der Tenorziffern 14.4 und 14.5 RAMEN Gas ab dem Jahr 2027 zu verzinsen und im Jahr 2028 anzusetzen oder als Annuität auf die Jahre 2028 bis 2030 zu verteilen.

---

<sup>1</sup> Soweit in dieser Festlegung auf die Festlegung RAMEN Gas Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung RAMEN Gas in der jeweils geltenden Fassung.

<sup>2</sup> Soweit in dieser Festlegung auf die Festlegung GasNEF Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung GasNEF in der jeweils geltenden Fassung.

### **3. Vorbehalt von Anreizinstrumenten**

Anreizinstrumente zur Vermeidung von zu hohen oder zu geringen Rückstellungen sowie bezogen auf Ist-Kosten von Maßnahmen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen, insbesondere im Hinblick auf die Inanspruchnahme der Rückstellung (Abgleich zwischen Ist-Kosten und effizienten Kosten) und im Hinblick auf Ist-Kosten, die im Zuge einer Maßnahme auftreten und die nicht von einer Rückstellung gedeckt sind (Mehraufwand aufgrund von Unterdeckung), bleiben vorbehalten.

### **4. Kostenentscheidung**

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

## Inhaltsverzeichnis

Tenor.....	2
<b>1. Adressaten .....</b>	<b>2</b>
<b>2. Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen.....</b>	<b>2</b>
<b>3. Vorbehalt von Anreizinstrumenten .....</b>	<b>3</b>
<b>4. Kostenentscheidung.....</b>	<b>3</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>4</b>
<b>Gründe.....</b>	<b>6</b>
<b>I. Sachverhalt .....</b>	<b>6</b>
<b>1. Hintergrund .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Verfahreseinleitung.....</b>	<b>6</b>
<b>3. Eckpunktepapier .....</b>	<b>7</b>
3.1. Auflösungen und Zuführungen als $KA_{nEu}$ .....	7
3.2. Beschränkung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau.....	8
3.3. Berücksichtigung von Kosten ab dem Jahr 2025.....	9
3.4. Zinsaufwendungen und -erträge .....	10
3.5. Weitere Einzelfragen .....	10
3.5.1 Zusammenhang mit der Gasnetztransformation.....	10
3.5.2 Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss .....	10
3.5.3 Verstetigung der Kosten.....	10
3.6. Abgrenzung zu sonstigen Kosten und zu CAPEX.....	11
3.7. Verfahren.....	11
3.8. Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung .....	11
3.9. Umgang mit etwaigem Mehraufwand (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden) .....	13
3.10. Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden).....	14
<b>4. Konsultation des Eckpunktepapiers .....</b>	<b>14</b>
4.1. Allgemeines .....	14
4.2. Umsetzung des Regelbeispiels.....	16
4.3. Anerkennung von Kosten für Maßnahmen als $KA_{nEu}$ .....	17
4.4. Einschränkung auf unvermeidbaren Rückbau .....	18
4.5. Zusammenhang mit der Gasnetztransformation .....	20
4.6. Zinsaufwendungen und -erträge .....	20
4.7. Pachtverhältnisse .....	20
4.8. Ist-Kostenansatz (t-2) oder Plankostenansatz (t-0) .....	21
4.9. Übergangsregelung für das Jahr 2025 .....	22
4.10. Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss .....	23
4.11. Aufschlag auf Auflösungsbeträge als Anreizinstrument.....	24
4.12. Ausgestaltung eines Aufschlags auf Auflösungsbeträge als Anreizinstrument.....	28
4.12.1 Bemessungsgrundlage .....	29
4.12.2 Zeitpunkt der Einführung.....	29
4.12.3 Exogenität der Grundlagen der Schätzungen .....	30
4.12.4 Korridor für zulässige Annahmen.....	30
4.12.5 Ausnahmetatbestände .....	31
4.13. Abbildung der Zuführungen im Zeitverlauf.....	31

4.14.	Abbildung von Mehraufwendungen .....	33
4.15.	Anreizinstrumente bei Ist-Kosten .....	34
4.16.	Umgang mit Ewigkeitskosten.....	36
<b>II.</b>	<b>Rechtliche Würdigung.....</b>	<b>38</b>
<b>1.</b>	<b>Zuständigkeit.....</b>	<b>38</b>
<b>2.</b>	<b>Ermächtigungsgrundlage.....</b>	<b>38</b>
<b>3.</b>	<b>Formelle Rechtmäßigkeit .....</b>	<b>40</b>
<b>4.</b>	<b>Rechtlicher Rahmen .....</b>	<b>40</b>
4.1.	Europäischer Rechtsrahmen .....	40
4.1.1	Kostenorientierung und Kosteneffizienz .....	42
4.1.2	Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizianreizen .....	42
4.1.3	Transparenz.....	42
4.1.4	Verbraucherfreundlichkeit.....	43
4.2.	Nationaler Rechtsrahmen.....	43
<b>5.</b>	<b>Adressaten (Tenorziffer 1) .....</b>	<b>45</b>
<b>6.</b>	<b>Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 2).....</b>	<b>45</b>
6.1.	Festlegung als $KA_{nEu}$ .....	45
6.2.	Exogenität .....	48
6.3.	(Fehlende) Gleichartigkeit .....	51
6.4.	Volatilität.....	52
6.5.	Gesamtabwägung.....	53
6.6.	Einschränkung auf unvermeidbaren Rückbau .....	54
6.7.	Zinsaufwendungen und -erträge .....	55
6.8.	Erlöse .....	55
6.9.	Pachtverhältnisse .....	55
6.10.	Ansatz von Ist-Kosten (t-2).....	55
6.11.	Übergangsregelung nach Tenorziffer 2.2.....	57
6.12.	Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss .....	58
<b>7.</b>	<b>Vorbehalt von Anreizinstrumenten (Tenorziffer 3) .....</b>	<b>59</b>
7.1.	Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung .....	59
7.2.	Anreizinstrumente gegen eine zu geringe Rückstellungsbildung .....	60
7.3.	Anreizinstrument bezogen auf Ist-Kosten .....	61
<b>8.</b>	<b>Gesamtabwägung.....</b>	<b>62</b>
<b>9.</b>	<b>Verfahrensvorschriften .....</b>	<b>63</b>
<b>10.</b>	<b>Kosten (§ 91 EnWG) .....</b>	<b>63</b>
<b>III.</b>	<b>Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG).....</b>	<b>63</b>
	<b>Rechtsbehelfsbelehrung .....</b>	<b>64</b>

# Gründe

## I. Sachverhalt

### 1. Hintergrund

- 1 Mit der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1 vom 08.12.2025) hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 7 Regelungen geschaffen zu Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ). Diese Regelungen betreffen den Zeitraum ab der fünften Regulierungsperiode Gas, die am 01.01.2028 beginnt und auf dem Jahr 2025 als Basisjahr beruht (Tenorziffer 2.2 RAMEN Gas).
- 2 Die  $KA_{nEu}$  unterliegen nicht dem allgemeinen Budgetprinzip und sind im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar, wobei im Regelfall eine Anpassung auf Basis von Ist-Kosten erfolgt (Ist-Kosten des Jahres t-2, siehe Tenorziffer 7.7 RAMEN Gas).
- 3 Nach Tenorziffer 7.5 RAMEN Gas werden Kosten oder Erlöse aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen als  $KA_{nEu}$  festgelegt. Darüber hinaus ist als Regelbeispiel in Tenorziffer 7.6 RAMEN Gas vorgesehen, dass weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffern 7.2 bis 7.4 RAMEN Gas als  $KA_{nEu}$  festgelegt werden können, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode.

### 2. Verfahrenseinleitung

- 4 Zur Umsetzung dieses Regelbeispiels hat die Große Beschlusskammer Energie am 08.12.2025 ein entsprechendes Festlegungsverfahren an die Beschlusskammer 9 zu Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN) übertragen. Die Einleitung des Verfahrens wurde am 16.12.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.
- 5 Bei der Verfahrenseinleitung hat die Beschlusskammer bereits ausgeführt, dass zur Umsetzung des Regelbeispiels in Tenorziffer 7.6 Satz 1 RAMEN Gas in einem ersten Schritt

Zuführungen zu und Auflösungen von entsprechenden Rückstellungen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ), bereits mit Wirkung für 2025 anerkannt werden sollen. Hierbei solle die Anerkennung im Hinblick auf Ist-Kosten erfolgen (t-2-Ansatz). Die Berücksichtigung etwaiger Kosten im Basisjahr 2025 für die fünfte Regulierungsperiode Gas (2028 bis 2032) solle durch eine Übergangsregelung erfolgen (Verteilung des Betrages auf die Jahre 2028 bis 2030 analog zu den Regelungen zum Regulierungskonto). Die Kostenanerkennung solle auf notwendige Maßnahmen der Stilllegung und des insofern unvermeidbaren Rückbaus beschränkt werden. Zudem wurde ein Eckpunktepapier für Anfang 2026 angekündigt, worin neben Detailregelungen auch Instrumente aufgezeigt werden sollten, die ein möglichst effizientes Verhalten der Netzbetreiber anreizen. Diese Anreizinstrumente sollten überhöhte Rückstellungsbildungen zu Lasten der Netznutzer vermeiden.

- 6 Hintergrund dieser Ankündigungen war der Umstand, dass zur Kenntnis der Beschlusskammer bereits in 2025 erstmalig die Bildung entsprechender Rückstellungen in ggf. erheblichem Umfang aufgrund des absehbaren Wegfalls der sogenannten Ewigkeitsvermutung für den Betrieb der Gasnetze anstehen würden.

### 3. Eckpunktepapier

- 7 Am 19.01.2026 hat die Beschlusskammer ein Eckpunktepapier veröffentlicht. Hierin wurde im Wesentlichen festgehalten:

#### 3.1. Auflösungen und Zuführungen als $KA_{nEu}$

- 8 Mit einer bundesweiten Methodenfestlegung gegenüber allen Betreibern von Gasversorgungsnetzen (Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) sollten ab dem Jahr 2025 Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen als  $KA_{nEu}$  anerkannt werden. Eine Differenzierung zwischen Netzbetreibern im Regelverfahren und im vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 RAMEN Gas sei nicht vorgesehen. Durch eine Übergangsregelung könnten die Kosten bereits des Jahres 2025 berücksichtigt werden, was eine Anpassung des Rechtsrahmens für die vierte Regulierungsperiode entbehrlich mache. Die Regelung bereits für das Jahr 2025 hätte den Vorteil, dass der Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode unabhängig von diesem Sachverhalt im Hinblick auf die Aufwandsparameter durchgeführt werden könne. Eine etwaige Heterogenität der Netzbetreiber im Hinblick auf die Rückstellungsbildung im Jahr 2025 wäre also egalisiert.

- 9 Die für die Anerkennung als  $KA_{nEu}$  erforderliche Subsumption unter die Kriterien der Exogenität, der (fehlenden) Gleichartigkeit und der Volatilität nach Tenorziffern 7.1 bis 7.4 RAMEN Gas wurde unter Verweis auf die entsprechenden Begründungen zum Regelbeispiel in RAMEN Gas bejaht. Ein Verbleib des Sachverhalts im Budget oder eine Regelung als volatiler Kostenanteil nach Tenorziffer 8 RAMEN Gas sei hingegen nicht sachgerecht.
- 10 Bezüglich der Exogenität erfolgte hierbei eine Differenzierung zwischen den Stilllegungskosten selbst, auf die durchaus Einflüsse bestünden, und der im Vorfeld erfolgenden Rückstellungsbildung, welche stärker exogen geprägt sei.
- 11 Im Hinblick auf die (fehlende) Gleichartigkeit wurde festgehalten, dass aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen und Stilllegungsplanungen, auch vor dem Hintergrund teils früherer Klimaziele in den Ländern und einzelnen Kommunen, sich regional unterschiedliche Ausprägungen und Geschwindigkeit der Gasnetztransformation ergeben würden. Über lange Sicht seien zwar die meisten Netzbetreiber von Rückstellungsbildungen betroffen, allerdings aufgrund des unterschiedlichen zeitlichen Vorlaufs bis zur Stilllegung bzw. zum unvermeidbaren Rückbau nicht in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise. Gleichzeitig fehle es an einem substitutionalen Verhältnis zu anderen Kosten. Auch könnten Rückstellungen outputseitig kaum sachgerecht abgebildet werden. Eine Einbeziehung von Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbarem Rückbau könnte demnach zu einer Verzerrung des Effizienzvergleichs führen.
- 12 Zudem wurde die Volatilität der Zuführungen und Auflösungen im Hinblick auf die fortlaufende Schätzung des Erfüllungsbetrags bejaht.
- 13 Zusammenfassend wurde festgehalten, dass in der Gesamtabwägung zwar nur eine exogene Prägung der Kosten bestehe, jedoch entscheidend sei, dass es an der Gleichartigkeit fehle und zudem die Volatilität insbesondere der Zuführungen eher hoch sei.

### **3.2. Beschränkung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau**

- 14 Durch den Wortlaut der Regelungen werde sichergestellt, dass lediglich in begrenztem Rahmen Kosten für notwendige Stilllegungen und für unvermeidbaren Rückbau regulatorisch anerkannt werden. Insbesondere Kosten für einen nicht erforderlichen Rückbau sollen durch die Regelung nicht erfasst werden. Hierbei liege mittlerweile mit § 48b EnWG-E der Entwurf einer Regelung ebendieser Frage vor. Eine per Festlegung erfolgende Definition des Begriffs des unvermeidbaren Rückbaus sei daher nicht vorgesehen, zumal hierfür keine

Rechtsgrundlage bestehe. Diese Abgrenzung werde sich letztlich aus der in § 48b EnWG-E vorgesehenen Regelungen zur Duldungspflicht von Grundstückseigentümern ergeben. Aufgrund der absehbaren Regelungswirkung des § 48b EnWG-E dürfte hierbei dem Grunde nach nur ein Ansatz für (absehbare) Stilllegungen erfolgen sowie ein Ansatz für Rückstellungen, die im Einzelfall aufgrund der Umstände nicht vermeidbar sein sollten. Dadurch werde bereits im Ansatz sichergestellt, dass die Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau der Gasnetze insoweit effizient erfolgt, wobei effizient in dem Sinne zu verstehen sei, dass die Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau ohne unnötige Bauarbeiten und kostengünstig erfolgt. Darüber hinaus seien perspektivisch regulatorische Anreizinstrumente zur Stärkung des Effizienzaspekts vorgesehen.

### **3.3. Berücksichtigung von Kosten ab dem Jahr 2025**

- 15 Die Umsetzung des Regelbeispiels solle im Hinblick auf die Anpassbarkeit der Kosten und Erlöse mit Ist-Werten erfolgen (t-2-Ansatz). Die mit der Festlegung RAMEN Gas verfolgte Grundkonzeption entspreche auch bei  $KA_{nEu}$  dem Ist-Kosten-Ansatz. Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t-0 mit Planwerten) solle im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben.
- 16 Durch eine Übergangsregelung könne eine vollständige Berücksichtigung der Ist-Kosten ab dem Jahr 2025 in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber erfolgen. Ohne Übergangsregelung würden erstmalig im Jahr 2028 die Ist-Kosten des Jahres 2026 berücksichtigt werden. Mittels einer Übergangsregelung könnte einmalig ein Ansatz von t-3 erfolgen, um den Sachverhalt ab dem Basisjahr 2025 vollständig abzubilden. Hierbei handele es sich um einen Sondersachverhalt im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation und der zur Kenntnis der Beschlusskammer nunmehr bereits in 2025 anstehenden erstmaligen Bildung entsprechender Rückstellungen in ggf. erheblichem Umfang aufgrund des absehbaren Wegfalls der sogenannten Ewigkeitsvermutung für den Betrieb der Gasnetze. Eine Übertragbarkeit des Sachverhalts und der Ausnahmeregelung auf sonstige Fragen der Kostenregulierung im Strom- oder Gassektor liege grundsätzlich nicht vor.
- 17 Um einen Entgeltsprung im Jahr 2028 zu vermeiden, könnten diese Ist-Kosten des Jahres 2025 analog zu den Regelungen zum Regulierungskonto verzinst auf die Jahre 2028 bis 2030 verteilt werden. Gegen eine solche Verratung könnte angeführt werden, dass die Kosten von noch absehbar hohen Mengen im Jahr 2028 getragen werden könnten.

### **3.4. Zinsaufwendungen und -erträge**

18 Neben den Zuführungen und Auflösungen für Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau sollen die darauf bezogenen Zinsaufwendungen und Zinserträge nicht als  $KA_{nEu}$  erfasst werden. Zinseffekte würden demnach, anders als bei den nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2 von RAMEN Gas als  $KA_{nEu}$  anerkannten Versorgungsleistungen, nicht individuell nachgefahren werden. Auch im Ausgangsniveau sollen die Zinseffekte nicht gesondert berücksichtigt werden, sondern insgesamt mit dem WACC-Ansatz abgebildet werden.

### **3.5. Weitere Einzelfragen**

#### **3.5.1 Zusammenhang mit der Gasnetztransformation**

19 Der Zusatz „im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation“ aus dem Regelbeispiel sei als deklaratorisch zu verstehen, denn grundsätzlich werde jede Stilllegung und jeder (unvermeidbare) Rückbau im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation stehen. Aufgrund dieser Erwägungen bedürfe es keiner Übernahme der Formulierung bei der Umsetzung des Regelbeispiels.

#### **3.5.2 Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss**

20 Die Regelung solle, ohne dass es hierzu einer Klarstellung bedürfe, an den entsprechenden Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG anknüpfen. Voraussetzung für die Anerkennung sei demnach im Wesentlichen, dass es sich um eine im testierten Tätigkeitsabschluss enthaltene Zuführung zu einer Rückstellung handelt. In diesem Zusammenhang wurde darauf hingewiesen, dass sofern im Rückstellungsspiegel in der Bezeichnung der Rückstellung die Einschränkung auf den unvermeidbaren Rückbau fehle, der Netzbetreiber im Weiteren insoweit vollständig nachweispflichtig für die Einordnung der Kosten unter die  $KA_{nEu}$ -Position wäre. Eine solche Differenzierung bzw. Abgrenzung dürfte sich aufgrund der Regelung in § 48b EnWG-E jedoch ohnehin ergeben.

#### **3.5.3 Verstetigung der Kosten**

21 Bezüglich der anzustrebenden Verstetigung der Kosten, um am Ende verbleibende Netzkunden nicht einseitig mit den Kosten und einem sprunghaften Anstieg der Netzkosten zu belasten, wurde darauf verwiesen, dass sich eine solche adäquate Rückstellungsbildung grundsätzlich aus dem HGB ergebe, wonach hier Ansammlungsrückstellungen zu bilden seien.

22 Ergänzend wurde darauf verwiesen, dass eine mengenbasierte Bildung der Rückstellung statt einer Gleichverteilung erfolgen könnte. Diese decke sich mit der tatsächliche Netznutzung im verbleibenden Zeitverlauf und könnte bereits nach den aktuellen Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung möglich sein.

23 In diesem Zusammenhang wurde klargestellt, dass regulatorisch kein vom Handelsrecht abweichender Rückstellungsverlauf akzeptiert werden könne, da hierfür eine jahrzehntelange Nachhaltung der Rückstellungen erforderlich sei. Vielmehr sei ein Gleichlauf erforderlich.

### **3.6. Abgrenzung zu sonstigen Kosten und zu CAPEX**

24 Die Regelung solle sich insgesamt lediglich auf OPEX beziehen, und zwar solche für die konkrete Stilllegung oder den unvermeidbaren Rückbau von Anschlusspunkten oder Gasnetzinfrastruktur. Grundsätzlich umfasse die Rückstellung spätere Einzel- und notwendige Gemeinkosten für alle relevanten Sachverhalte, wie z.B. für Demontage, Entsorgung, Umweltschutzmaßnahmen und Dokumentationspflichten. Sonstige Kosten im weiteren Sinne der Gasnetztransformation, wie z.B. die Ausarbeitung von Transformationsplänen, sollen nicht erfasst werden.

25 Beschleunigte Abschreibungen von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen könnten über KANU 2.0 bzw. die Nachfolgeregelungen in der Festlegung GasNEF und im Kapitalkostenabgleich nach RAMEN Gas vorgenommen werden. Aktivierungsfähige Kosten aufgrund einer Stilllegung oder einem unvermeidbaren Rückbau seien auszuschließen. Die hier gegenständlichen Rückstellungen dürfen demnach regulatorisch nicht zur Aktivierung von Sachanlagevermögen eingesetzt werden, etwa aufgrund einer Teilnetzstilllegung noch notwendig gewordenen Investition in das noch verbleibende Netz. Wäre dies der Fall, könnte es ggf. zu einer doppelten Kostenanerkennung über den Kapitalkostenaufschlag kommen.

### **3.7. Verfahren**

26 Die Ausgestaltung erlaube eine verfahrenstechnische Anknüpfung an das Regulierungskonto ohne separates Anzeige- oder Antragsverfahren, wobei die konkrete Ausgestaltung der Verfahrensregelungen den jeweiligen Regulierungsbehörden unterliege.

### **3.8. Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung**

27 Zur Vermeidung von zu hohen Rückstellungen mit entsprechender Vorfinanzierung durch die Netznutzer (die durch Netzbetreiber durch die Anerkennung als  $KA_{nEu}$  zunächst vollständig

risikolos gebildet werden könnten) wurde im Eckpunktepapier ein Anreizinstrument konsultiert.

- 28 Sollte eine Rückstellung zu hoch angesetzt worden sein, käme es zu einer Auflösung. Der Zeitpunkt der Auflösung bestimme sich handelsrechtlich insbesondere nach dem Zeitpunkt, in dem bei vorsichtiger Betrachtung der Rückstellungsbestand angesichts der aktualisierten Erkenntnisse als zu hoch einzuordnen sei. Dies könne bereits im Verlauf der Ansammlung der Fall sein, bei Beginn der ersten Maßnahmen, im Verlauf der Gasnetztransformation oder auch erst zu deren Abschluss.
- 29 Sofern eine Rückstellung höher als die Ist-Kosten sei, würde auf jeden Fall diese Differenz erlösobergrenzenwirksam berücksichtigt werden. Von dieser Differenz solle sodann als Anreizinstrument ein bestimmter Prozentsatz zusätzlich von der jeweiligen Erlösobergrenze abgezogen werden, um eine möglichst passgenaue Rückstellungsbildung anzureizen. Anknüpfungspunkt dieser Regelung wäre der entsprechende Auflösungsbetrag aus dem Rückstellungsspiegel.
- 30 Auch wenn der Netznutzer die überhöhte Zuführung im Rahmen der Auflösung zurückerhält und in dem Sinne keinen Schaden hätte, habe die überhöhte Rückstellung dennoch zu einem in dieser Höhe ungerechtfertigtem Liquiditätsentzug bei den Netznutzern geführt. Aufgrund der Ausgestaltung als  $KA_{nEu}$  sei der Netzbetreiber hingegen bezüglich des Sachverhalts grundsätzlich risikolos gestellt. Ein solcher Zuschlag auf Auflösungsbeträge würde zu einem Interessenausgleich führen.
- 31 In diesem Zusammenhang ergebe sich auch ein indirekter Anreizmechanismus aus dem WACC-Ansatz. Da der Zinsaufwand nicht als  $KA_{nEu}$  eingestuft werde, müsse der Netzbetreiber diesen über das Zinsbudget aus dem WACC finanzieren. Aus dem pauschalen WACC-Ansatz würde sich also per se ein Anreiz ergeben, möglichst wenig Zinsaufwand zu generieren und also auch den Rückstellungsbestand eher gering zu halten.
- 32 Beide Aspekte könnten jedoch auch eine zu geringe Rückstellungsbildung anreizen, was wiederum durch ein weiteres Anreizinstrument adressiert werden sollte (siehe Abschnitt 3.9).
- 33 Das skizzierte Anreizinstrument komme erst zur Anwendung, wenn es auch handelsrechtliche Auflösungen gebe. Dies dürfte im Wesentlichen erst zu einem späteren Zeitpunkt der Fall sein, wenn z.B. aufgrund von verbesserten Kenntnissen der Rückstellungsbestand korrigiert werde. Dies könnte sich in der Anfangsphase der vermehrten Stilllegung bzw. des unvermeidbaren

Rückbaus ergeben, so dass hier noch eine relevante Gruppe von Netznutzern von der Auflösung profitieren würde. In der Endphase würden Auflösungen nur noch an eine kleinere Zahl von Netznutzern ausgeschüttet werden. Dennoch sollte ein Anreizinstrument möglichst etabliert werden, auch wenn die Kundengruppen, die die Rückstellungen ursprünglich finanziert haben, und die von der Auflösung mit Zuschlag profitieren, nicht mehr deckungsgleich seien.

34 Netzbetreiber könnten versuchen, den beschriebenen Nachteil aus dem Aufschlag zu vermeiden, indem ein überhöhter Ist-Kostenansatz erfolgt und dementsprechend eine Auflösung umgangen wird. Die Beschlusskammer hat bereits im Eckpunktepapier angekündigt, diesen Aspekt in die Abwägung zur Einführung der entsprechenden Anreizinstrumente einzustellen und sich darüber hinaus Kürzungen von ineffizienten Ist-Kosten vorbehalten.

35 Die Beschlusskammer hat einen Aufschlag auf die Auflösung von 10 % zur Konsultation gestellt. Der Wert erscheine einerseits spürbar, so dass er einen entsprechenden Effekt in Richtung einer sorgfältigen Abwägung der skizzierten Interessen haben dürfte. Andererseits handle es sich nur um 10 % des Korrekturbetrages, also eines voraussichtlichen Bruchteils der Kosten, und nicht um 10 % der Kosten, so dass die daraus folgende Belastung der Netzbetreiber bei einer zuvor zu Lasten der Netznutzer überhöhten Rückstellung noch moderat erscheine. Zudem wurde klargestellt, dass nicht jede Anpassung der Schätzparameter bei einer Ansammlungsrückstellung zu einer (Teil-)Auflösung führt. Eine Auflösung sei vorzunehmen, wenn der am Abschlussstichtag fortgeführte Betrag den nach bestmöglicher Schätzung zu diesem Zeitpunkt erforderlichen Rückstellungsbetrag übersteige. Soweit kein Überhang bestehe, sei die Änderung durch Anpassung der künftigen Zuführungen abzubilden.

### **3.9. Umgang mit etwaigem Mehraufwand (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden)**

36 Im Eckpunktepapier wurde der Umgang mit Ist-Kosten erörtert, die im Zuge einer späteren Maßnahme der Stilllegung oder des unvermeidbaren Rückbaus auftreten und die nicht von der Höhe der Rückstellung gedeckt sein sollten (Mehraufwand aufgrund von Unterdeckung, hiernach als Mehraufwand bezeichnet). Hierbei wurden die Alternativen skizziert, auch diese Kosten zu  $KA_{NEU}$  zu erklären (in Verbindung mit einem Anreizinstrument gegen zu geringe Rückstellungsbildungen) oder den Mehraufwand im Budget zu belassen. Da dieser Punkt perspektivisch jedoch frühestens das Basisjahr 2030, eher die Mitte der 2030er Jahre betreffen

werde, erachtet die Beschlusskammer eine endgültige Regelung für die fünfte Regulierungsperiode als nicht erforderlich. Nach dem gegenwärtigen Stand würde die Beschlusskammer das Belassen des Mehraufwands im Budget präferieren.

### **3.10. Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden)**

37 Zudem wurde im Eckpunktepapier ein perspektivisches Anreizinstrument für die Inanspruchnahme der Rückstellung bzw. zum Abgleich zwischen den Ist-Kosten und effizienten Kosten erörtert. Die Einstufung der Zuführungen und Auflösungen als  $KA_{nEu}$  bedeute nicht, dass der Sachverhalt dauerhaft bzw. insgesamt einer regulatorischen Effizienzprüfung entzogen ist. Ein solches Anreizinstrument sei jedenfalls dann aus regulatorischer Sicht erforderlich, wenn der Effizienzvergleich nicht die künftige Versorgungsaufgabe der Stilllegungen und des unvermeidbaren Rückbaus als Teil der Versorgungsaufgabe abbilde.

38 Ein solches Anreizinstrument wäre wesentlich aufwändiger als die zuvor skizzierten Instrumente und bedürfe insbesondere einer verlässlichen Datengrundlage zur Bestimmung der effizienten Kosten.

## **4. Konsultation des Eckpunktepapiers**

39 Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber sowie alle anderen Marktteilnehmer hatten Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 06.02.2026 erhalten. Es sind insgesamt 71 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eingegangen.

### **4.1. Allgemeines**

40 Die frühzeitige Anerkennung der Kosten für Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen als  $KA_{nEu}$  sowie die zeitnahe Einleitung des Verfahrens auch im Hinblick auf die anstehende Jahresabschlusserstellung und die hierfür nötige Planungssicherheit wurden überwiegend begrüßt. Es bestehe ein erheblicher regulatorischer Handlungsbedarf im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen. Zusätzlich werde mit dem Verfahren die vormals im Raum stehende Finanzierungslücke der vierten Regulierungsperiode geklärt, die anlässlich eines Schreibens des IDW entstanden sei, wonach zur handelsrechtlichen Rückstellungsbildung bereits im Jahresabschluss 2025 angehalten werde. Auch dass hierbei auf die im handelsrechtlichen Tätigkeitsabschluss

abgebildeten Rückstellungen als sachgerechte Grundlage abgestellt werden sollte, wurde begrüßt.

- 41 Der langjährige Transformationsprozess werde von hoher und individueller Dynamik geprägt sein und im Zeitablauf sich ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt sein. Gleichzeitig sei bereits jetzt der Rahmen für die regulatorische Anerkennung der mit der Transformation verbundenen Kosten zu schaffen. Nur so könnten die Netzbetreiber effizient planen und wirtschaften. Der schnelle Erlass der Festlegung sei richtig. Gleichzeitig müsse die Festlegung jedoch im Zeitablauf immer wieder im Hinblick auf ihre Passgenauigkeit überprüft werden.
- 42 Die Festlegung sei praxisgerecht, rechtssicher und systemkonform auszugestalten. Im Fokus stünden die regulatorische Behandlung der Transformationskosten, deren zeitliche Anerkennung und Entgeltwirkung sowie die Wechselwirkungen zwischen Abschreibungsmodalitäten sowie Stilllegungs- und Rückbaulogiken auch unter Einbeziehung der Vorgaben nach § 48b EnWG-E. Die Festlegung BRÜCKEN werde ein wesentlicher Baustein für die Gasnetztransformation sein und könne ihre Wirkung nur entfalten, wenn die unterschiedlichen Ausgangslagen der Gasnetzbetreiber und frühzeitiges und damit verantwortungsbewusstes Handeln sowie bestehende Unsicherheiten bzw. die hohe Individualität des Transformationsverlaufs in allen Komponenten der Festlegung berücksichtigt werden.
- 43 Es wurde darauf hingewiesen, dass die Gasnetztransformation durch das gleichzeitige Auftreten von verschiedenen Aspekten gekennzeichnet sei (verkürzte regulatorische Nutzungsdauern, notwendige Ersatzinvestitionen, vorzeitige wirtschaftliche Entwertung von Infrastruktur, Bildung von Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau, die tatsächliche Durchführung von Rückbau und Stilllegung sowie der Umstellung bestehender Anlagen auf Wasserstoff). Es sei entscheidend, diese Instrumente nicht isoliert, sondern als zusammenhängendes System zu betrachten.
- 44 Soweit dies thematisiert wurde, wurde die Ausgestaltung als bundesweite Methodenfestlegung ohne Unterscheidung zwischen dem Regelverfahren und dem vereinfachten Verfahren begrüßt. Eine bundesweit einheitliche Festlegung sei zur Vermeidung regulatorischer Fragmentierung notwendig und könne zur Rechtssicherheit beitragen.
- 45 Begrüßt wurde ferner, dass eine Erörterung von im Zeitablauf abnehmenden Zuführungen analog zum Anlagevermögen nach KANU 2.0 angeregt wurde, um spätere Netzkunden nicht in unangemessenem Umfang mit den späteren Stilllegungs- und Rückbaukosten zu belasten.

- 46 Zum Teil wurde gefordert, dass Netzbetreiber einen größeren Teil der Kosten selbst tragen müssten, um soziale Härten vorzubeugen. Das Versäumnis, dass bisher die Kosten für den Rückbau nicht eingepreist gewesen seien, stelle eine unzulässige Sozialisierung dar. Insbesondere Mieter und einkommensschwache Haushalte seien in den Blick zu nehmen. Mieter seien von der Kostenbelastung auszunehmen, da diese keine Entscheidungsbefugnis zum Heizsystem hätten und sich mittelfristig aus der Gasabhängigkeit nicht lösen könnten. Es wurde in diesem Zusammenhang ein bundesweit einheitlicher, von der Bundesnetzagentur festgelegter Stilllegungshöchstpreis für Anschlüsse vorgeschlagen. Kostenüberschreitungen müssten Netzbetreiber aus Eigenmitteln finanzieren. Zudem solle der Stilllegungshöchstpreis eine förderfähige Maßnahme sein.
- 47 Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurde aufgeworfen, dass bei diesen ein pauschaler Entfall der Ewigkeitsvermutung unzutreffend sei, da die Netze teilweise weiter genutzt werden würden (Umstellung auf Wasserstoff oder CO<sub>2</sub>, Transport von Biomethan, Versorgung von Reservekraftwerken mit Erdgas und grenzüberschreitender Transport in Nachbarländer).

#### **4.2. Umsetzung des Regelbeispiels**

- 48 Die Umsetzung des Regelbeispiels zur Anerkennung der Kosten für Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen als  $KA_{nEu}$  wurde überwiegend begrüßt. Dies ermögliche eine sachgerechte Berücksichtigung transformationsbedingter Kosten nach den Anforderungen aus § 21a EnWG und vermeide Verzerrungen im Effizienzvergleich. Die Kosten seien exogen verursacht, nicht gleichartig zwischen Netzbetreibern und hoch volatil. Ihre Einbeziehung in den Effizienzvergleich würde diesen systematisch verzerren.
- 49 So sei die Stilllegung von Gasinfrastruktur im Zuge der Gasnetztransformation energie- und klimapolitisch induziert. Die Rückstellungsbildung sei maßgeblich vom zeitlichen Vorlauf bis zur Stilllegung sowie von externen Kostenparametern abhängig. Zudem sei die fehlende Gleichartigkeit zwischen den Gasnetzbetreibern aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen, regionaler Transformationspfade und Netzstrukturen gegeben. Schließlich unterliege die Höhe der zu bildenden Rückstellungen erheblichen Schätz- und Prognoseunsicherheiten.
- 50 Teilweise wurde die Umsetzung des Regelbeispiels für  $KA_{nEu}$  kritisch gesehen. So sei die erst vor kurzem erfolgte Reduzierung des Katalogs der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zu begrüßen, und dürfe nicht konterkariert werden. Für die Regelung bedürfe es

eines hinreichend konkreten Anlasses. Dies sei angesichts der Neuregelung in § 48b EnWG-E zu erwägen. Aufgrund der dort beabsichtigten umfangreichen Duldungspflichten stelle sich die Frage, ob nicht nur ein geringer Kostenanteil für den Sachverhalt verbliebe. Zudem sei fraglich, ob die Voraussetzungen für die Festlegung als  $KA_{nEu}$  vorliegen würden. Es bestünden Einflussmöglichkeiten auf die Stilllegungskosten, so dass die Exogenität zu hinterfragen sei und eine Einstufung als  $KA_{nEu}$  letztlich mit den Kriterien der (fehlenden) Gleichartigkeit und der Volatilität begründet werde.

51 Die Regelung dürfe nicht zu einer doppelten Kostenanerkennung führen. Es könne vorkommen, dass Erlöse von Anschlussnehmern generiert werden, was die entsprechenden Kosten reduzieren würde. Es müsse überlegt werden, ob diese Erlöse nicht auch als  $KA_{nEu}$  zu behandeln wären.

52 Es dürfe keine Beschränkung auf Stilllegungen und Rückbau von Leitungen erfolgen. Auch für Stilllegungen und den Rückbau von Obertageanlagen fielen erhebliche operative Kosten an.

#### **4.3. Anerkennung von Kosten für Maßnahmen als $KA_{nEu}$**

53 Es wurde gefordert, bereits jetzt die Realisationskosten von Stilllegungen und Rückbau als  $KA_{nEu}$  anzuerkennen. Diese seien transformationsbedingt verursacht, dem Grunde und der Höhe nach wesentlich durch externe rechtliche, technische und umweltrechtliche Vorgaben determiniert (z.B. Gashochdruckverordnung und Niederdruckanschlussverordnung) und damit nicht effizient steuerbar. Eine Einbeziehung der tatsächlich anfallenden Kosten für Stilllegung und Rückbau in den Effizienzvergleich widerspreche der Systematik des § 21a EnWG und würde zu sachlich nicht gerechtfertigten Verzerrungen führen. Darüber hinaus sei nicht nachvollziehbar, wieso Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen erst ab 2033 anfallen sollten. Bei einem geplanten Rückbau bis spätestens 2045 müsste zwangsweise schon jetzt zurückgebaut und stillgelegt werden. Die Beschlusskammer habe selbst bereits die unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten benannt.

54 Eine regulatorische Differenzierung allein nach dem Zeitpunkt der Kostenrealisierung sei sachlich nicht begründbar und führt zu einer inkonsistenten Behandlung wirtschaftlich gleichartiger Kosten. Die Exogenität von Stilllegungs- und Rückbaukosten ende nicht mit der Rückstellungsbildung. Auslöser und Zeitpunkt von Stilllegungen würden regelmäßig außerhalb des Einflussbereichs der Netzbetreiber liegen, etwa infolge von Kundenkündigungen, kommunaler Wärmeplanung oder gesetzlicher Vorgaben. Diese Exogenität setzt sich bei den Ist-Kosten fort.

55 Wie bei den Rückstellungen bestehe bei den Ist-Kosten dieselbe fehlende Gleichartigkeit. Stilllegungs- und Rückbaukosten würden sich zwischen Netzbetreibern erheblich hinsichtlich Umfang, Zeitpunkt, technischer Ausgestaltung, Bodenverhältnissen, kommunaler Koordination und rechtlichen Rahmenbedingungen unterscheiden. Diese Heterogenität setze sich bei der Umsetzung der Maßnahmen fort und sei nicht geringer als bei der Rückstellungsbildung. Es bestehe kein funktional vergleichbare oder ersetzbare Kostenposition, die als Referenz für einen sachgerechten Effizienzvergleich herangezogen werden könnte. Der Effizienzvergleich würde daher auch bei Ist-Kosten zwangsläufig zu systematischen Verzerrungen führen.

56 Auch bestehe bei den Ist-Kosten eine hohe Volatilität. Bau- und Entsorgungskosten, Inflations- und Zinsentwicklungen, behördliche Auflagen sowie unvorhersehbare technische Gegebenheiten wirkten sich unmittelbar auf die realisierten Kosten aus. Gerade, weil größere Stilllegungsmaßnahmen typischerweise nicht kontinuierlich, sondern im Rahmen eines Hochlaufs der Gasnetztransformation anfielen, sei von einer ausgeprägten zeitlichen und betragsmäßigen Volatilität der Ist-Kosten auszugehen. Das Budgetprinzip sei hierfür ungeeignet, da Ist-Kosten zunächst im Basisjahr anfallen müssten, um überhaupt in ein Budget der Folgeperiode eingehen zu können. Auch Auswirkungen aus Gesetzesänderungen, Rechtsprechung oder Auffassungen der Wirtschaftsprüfer müssten unabhängig vom Basisjahr unverzüglich berücksichtigt werden und könnten zu erheblichen Schwankungen führen. Dies führe zu einer strukturellen Unterdeckung exogener Kosten und damit zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Risikoverlagerung auf die Netzbetreiber.

57 Vor diesem Hintergrund seien sowohl das Budgetprinzip als auch der t-2-Ansatz (s.u.) strukturell ungeeignet, um diese Kosten sachgerecht abzubilden.

#### **4.4. Einschränkung auf unvermeidbaren Rückbau**

58 Die vorgesehene Beschränkung der Kostenanerkennung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau wurde teilweise als grundsätzlich zielführend erachtet. Stilllegungen und Rückbau könnten jedoch aus den unterschiedlichsten Gründen veranlasst werden (etwa Kündigungen durch Kunden, behördliche Anordnungen, die Einhaltung der technischen Sicherheit und transformationsbedingte Ursachen). Ein alleiniges Abstellen auf die im Referentenentwurf formulierte Duldungspflicht (§ 48b EnWG-E) greife zu kurz. Ziel der Festlegung müsse sein, dass Kosten, die handelsrechtlich zwingend zu bilanzieren seien, auch

regulatorisch anerkannt werden. Eine konsistente Anknüpfung an die testierten Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b EnWG sei hierfür zwingend erforderlich.

59 Es müsse sichergestellt werden, dass die Beschränkung nicht zu einer zu engen Auslegung führe, die regulatorisch relevante Kosten ausschließe, obwohl diese nach handels- und steuerrechtlichen Vorgaben bilanziert werden müssten. Der unbestimmte Rechtsbegriff „unvermeidbar“ werde im Eckpunktepapier nicht näher definiert und werde erst durch allgemeine Auslegung zu ermitteln sein (z.B. durch Auslegung des derzeit im parlamentarischen Vorfeld diskutierten § 48b EnWG-E). Dies führe zu Unsicherheiten. Der regulatorische Umgang mit Stilllegungs- und Rückbaukosten müsse sich konsequent am geltenden Rechtsrahmen orientieren und diesen berücksichtigen. Spätere definitorische Einschränkungen dürften nicht dazu führen, dass solche Kosten nicht anerkannt werden.

60 Es wurde auch gefordert, dass klarzustellen sei, dass nicht nur Kosten für als unvermeidbar qualifizierten Rückbau anerkannt werden, sondern alle im Zuge der Gasnetztransformation anfallende Rückbaukosten. Maßgeblich sei, dass diese Kosten der Umsetzung der energie- und klimapolitisch gewollten Transformation der Gasnetzinfrastruktur dienen und sich der Einflussnahme der Netzbetreiber dem Grunde und der Höhe nach entziehen würden. Netzbetreiber dürfen nicht regulatorisch benachteiligt werden, wenn sie durch aktive Rückbaumaßnahmen das politische Ziel der Transformation verfolgen.

61 Weder der Umfang noch die Dauer der vorgesehenen Duldungspflichten seien derzeit final absehbar. Insbesondere sei die im Entwurf vorgesehene Befristung der Duldungspflicht ein wesentliches Unsicherheitsmoment. Solange die gesetzliche Regelung nicht in Kraft getreten sei, fehle es an einer belastbaren Rechtsgrundlage, auf deren Basis Netzbetreiber ihre Stilllegungs- und Rückbauplanungen sowie die bilanzielle Behandlung verlässlich ausrichten könnten. Dies führe zu Unsicherheiten in der handelsrechtlichen Bewertung und in der regulatorischen Anerkennung der Kosten. Ohne eine klare Definition bestehe die Gefahr, dass Kosten, die nach geltendem Bilanzrecht zwingend zu berücksichtigen seien, regulatorisch nachträglich als vermeidbar qualifiziert werden. Es sei eine eigenständige und objektive Definition des unvermeidbaren Rückbaus erforderlich, zumindest als Übergangsregelung bis zum Inkrafttreten einer abschließenden gesetzlichen Regelung.

62 Es würde nur dann eine für Netzbetreiber risikolose Kostenwälzung vorliegen, wenn keine behördliche Prüfung der Rückstellungsbildung dem Grunde nach erfolgen würde. Dies gelte insbesondere vor dem Hintergrund, dass das Eckpunktepapier hinsichtlich der

Begriffsdefinition des „unvermeidbaren Rückbaus“ auf § 48b EnWG-E verweist, der zwar eine generelle Duldungspflicht vorsehe, zugleich aber weitreichende Ausnahmetatbestände hierzu regelt. Beispielsweise seien auch im Fall des § 48b Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E Kosten für die Demontage und Entsorgung durch den Netzbetreiber zu tragen. Auch für diese Kosten müsse eine Ansammlung über die Laufzeit möglich sein, um eine angemessene Refinanzierung für den Netzbetreiber zu ermöglichen. Unklar sei darüber hinaus, inwieweit den Netzbetreiber eine Nachweispflicht für die Tatbestandsvoraussetzungen des § 48b EnWG-E treffe. Die Unsicherheit ergebe sich insbesondere aus der Formulierung im Eckpunktepapier, dass „hierbei dem Grunde nach nur [...] ein Ansatz für Rückstellungen [erfolgen dürfte], die im Einzelfall aufgrund der Umstände nicht vermeidbar sein sollten“.

63 Teilweise wurde die Verknüpfung des  $KA_{nEu}$ -Tatbestandes mit dem Begriff des nach § 48b EnWG-E unvermeidbaren Rückbaus begrüßt. Bezüglich des Begriffs der notwendigen Stilllegung wurde angeregt, hier auf Stilllegungen aufgrund von genehmigten Verteilernetzentwicklungsplänen abzustellen. Dies sei eine zu § 48b EnWG-E kongruente Regelung.

#### **4.5. Zusammenhang mit der Gasnetztransformation**

64 Die fehlende Übernahme des deklaratorischen Zusatzes sei folgerichtig. Rückstellungen für Verpflichtungen aus Stilllegung und unvermeidbarem Rückbau seien handelsrechtlich zu bilanzieren, soweit der Netzbetreiber mit einer wahrscheinlichen Inanspruchnahme rechnen müsse. Kosten, die direkt und eindeutig ein Dritter zu tragen habe, seien handelsrechtlich nicht als Rückstellung ansatzfähig. Insoweit bedürfe es keiner zusätzlichen Regelung in der Festlegung.

#### **4.6. Zinsaufwendungen und -erträge**

65 Soweit thematisiert, wurde die Nicht-Berücksichtigung der Zinseffekte als sachgerecht bewertet, da dies im WACC-Ansatz systemimmanent sei und zur beabsichtigten Vereinfachung beitrage.

#### **4.7. Pachtverhältnisse**

66 Es bedürfe einer Regelung, dass im Fall eines Pachtverhältnisses die Zuführungen und Auflösungen der entsprechenden Rückstellungen beim Verpächter vom Netzbetreiber als  $KA_{nEu}$  angesetzt werden können.

#### **4.8. Ist-Kostenansatz (t-2) oder Plankostenansatz (t-0)**

- 67 Teilweise erfolgte eine Aussprache für einen Ist-Kostenansatz (t-2). Im Sinne einer Erleichterung regulatorischer Vorgaben sei ein entsprechender Gleichlauf mit anderen Kostenpositionen herzustellen. Ferner sei der geringere operative Aufwand beim Ansatz von Ist-Kosten vorzugswürdig, wo hingegen der zusätzliche Aufwand der Abbildung der Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten über das Regulierungskonto zu vermeiden sei. Allerdings wurde in diesem Zusammenhang eine Systemumstellung für das Ende der Laufzeit gefordert.
- 68 Es wurde auch ein Plankostenansatz gefordert (t-0). Laut der Festlegung RAMEN Gas sei ein t-0-Ansatz für  $KA_{nEu}$  in sachlich begründeten Ausnahmen möglich. Hier liege eine solche begründete Ausnahme vor. Damit bedürfe es auch keiner gesonderten Übergangsregelung zum Auslaufen der Gasnetztransformation und es werde Netzbetreibern und Endkunden eine zusätzliche Unsicherheit in der Kostenanerkennung bzw. -entwicklung genommen. Ein zweijähriger Versatz bei der Anerkennung der Kosten könnte so ausgeräumt werden. Dies entspreche zudem dem Sinn und Zweck der Regelung, möglichst frühzeitig viele Kosten für Rückbau und Stilllegungen auf eine große Zahl von Endkunden zu wälzen. Ansonsten würden Kosten erst dann anerkannt werden, wenn die Netznutzung bereits stark reduziert oder beendet sei. Dies würde auch mit einer erheblichen Steigerung der spezifischen Entgelte einhergehen, was einer sozialverträglichen Transformation widerspreche. Es könne zu offenen Erlösansprüchen kommen, die faktisch nicht mehr realisierbar sind.
- 69 Die zeitliche Entkopplung zwischen der ab dem Geschäftsjahr 2025 in vielen Fällen bereits erforderlichen bilanziellen Rückstellungsbildung und der verzögerten regulatorischen Anerkennung beim Ansatz t-2 wurde kritisiert. Die sofortige Passivierung der Verpflichtungen ohne unmittelbare Refinanzierungsmöglichkeit über die Erlösbergrenzen führe zu erheblichen bilanziellen und finanzwirtschaftlichen Belastungen.
- 70 Da Netzbetreiber bereits ab 2025 Rückstellungen bilden müssten (nach IFRS mit sofortiger Passivierung des vollen Barwerts) führe die verzögerte Refinanzierung zu bilanziellen Risiken, potenziell außerplanmäßigen Abschreibungen sowie zu einer Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen. Eine solche Entkopplung würde die Kapitalmarktfähigkeit der Netzbetreiber beeinträchtigen und Entgeltsprünge in späteren Jahren verstärken. Es bestehe die Gefahr außerplanmäßiger Abschreibungen auf die nach IFRS als Gegenposten des vollen Barwerts der Verpflichtung bzw. der Rückstellung zu aktivierende Asset-Retirement-Cost

(ARC). Dies würde die Finanzierungsbedingungen verschlechtern und können die Investitionsfähigkeit in die Transformation der Netze unmittelbar beeinträchtigen.

71 Die zeitnahe regulatorische Anerkennung in der Stromsparte für die teils stark schwankenden Kostenpositionen wie die vorgelagerten Netzkosten, die vermiedenen Netzentgelte oder der finanzielle Ausgleich für Redispatchmaßnahmen habe sich bewährt. Das Kriterium der Volatilität sei auch vorliegend gegeben. Ein Plankostenansatz würde zudem ermöglichen, Kosten zeitnah zu berücksichtigen, solange die Netzmengen noch ausreichend hoch seien. Damit könnten Entgelteffekte geglättet, systemische Risiken reduziert und Kosten verursachungsgerecht auf die Netzkunden verteilt werden.

72 Bei einem t-2-Ansatz bestehe das Risiko, dass Kosten erst dann anerkannt werden, wenn die Netznutzung bereits stark reduziert oder beendet sei. Dies könne zu offenen Erlösansprüchen führen, die faktisch nicht mehr realisierbar seien. Zudem würden sinkende Netzmengen bei gleichzeitig nachlaufender Kostenanerkennung zwangsläufig zu stark steigenden Entgelten pro Einheit führen. Dies widerspreche dem Ziel einer sozialverträglichen Transformation. Das Festhalten am t-2-Ansatz sei ökonomisch nicht konsistent mit den Zielen der Gasnetztransformation und erhöhe sowohl regulatorische als auch finanzielle Risiken. Diese Entwicklung sei bereits heute erkennbar und erfordere eine zeitnahe Abbildung im Regulierungssystem.

73 In diesem Zusammenhang wurde nicht nur ein t-0- Ansatz für die Anerkennung von  $KA_{nEu}$  ab der fünften Regulierungsperiode, sondern auch eine entsprechende Regelung für die vierte Regulierungsperiode gefordert (Plankostenansatz ab dem Jahr 2027 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten). Mit der geänderten und sich zuspitzenden handelsrechtlichen Sachlage sei es zwingend erforderlich, eine Übergangsregelung zu erlassen und einen zeitnahen Anpassungsmechanismus in der Erlösobergrenze zu schaffen. Hierbei sei eine Übergangsregelung für die verbleibenden Jahre der vierten Regulierungsperiode 2025 und 2026 notwendig, etwa durch Abbildung über das etablierte Instrument des Regulierungskontos.

#### **4.9. Übergangsregelung für das Jahr 2025**

74 Die Abbildung der Kosten des Jahres 2025 über das Regulierungskonto als alleinige Alternative und der damit verbundenen Zeitverzug von 3 bis 5 Jahren wurde abgelehnt. Bereits bei einem dreijährigen Zeitverzug müsse eine erhebliche Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber geleistet werden. Der Zeitverzug spiegele sich deutlich in den Ergebnissen der vierten

Regulierungsperiode wider und beschränke die ohnehin knappen Investitionsspielräume noch weiter. Der Zeitverzug müsse daher auf ein Minimum begrenzt werden. Stattdessen sollten den Netzbetreibern die beiden im Eckpunktepapier adressierten Optionen zur Wahl gestellt werden. Somit könnten beide Alternativen (t-3-Ansatz im Jahr 2028 oder Ansatz t-3 bis t-5 in den Jahren 2028 bis 2030) die netzbetreiberindividuellen Besonderheiten (z.B. Unterschiede bei KANU 2.0 oder dem Stand der Regulierungskontosalden) im Hinblick auf die individuelle Netzentgeltsituation besser austarieren.

75 Vereinzelt wurde vorgetragen, dass bereits im Jahr 2024 eine entsprechende Rückstellung gebildet worden sei. Damit später auf die Auflösung dieser Rückstellung abgestellt werden könne, müsse auch eine Anerkennung dieser Zuführung erfolgen.

76 Es wurde auch vorgetragen, dass es Netzbetreiber gebe, die bereits in erheblichem Umfang Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau gebildet hätten. Die Festlegung dürfe keine Benachteiligung dieser Netzbetreiber bewirken. Für Netzbetreiber, die solche Rückstellungen bereits im Basisjahr 2020 gebildet hätten, sei eine Änderung des bisherigen, für die vierte Regulierungsperiode geltenden Regulierungsrahmens abzulehnen.

#### **4.10. Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss**

77 Wie bereits an anderen Stellen thematisiert, wurde eine Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss begrüßt bzw. auch als zwingend gesehen. Dies würde die Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Rechtssicherheit zu gewährleisten. Abweichende oder parallele Abbildungssystematiken würden zu zusätzlicher Komplexität führen und umfangreiche Nebenrechnungen erforderlich machen. Zur Abbildung der Rückstellungen in den testierten Tätigkeitsabschluss wurde eine Erweiterung der Festlegung nach § 6b EnWG angeregt.

78 Mit der Anknüpfung an den handelsrechtlichen Tätigkeitsabschluss sei es auch konsequent, die handelsrechtliche Auflösung erlösobergrenzenmindernd in Ansatz zu bringen. Sollte es aber im Vorfeld zu regulatorischen Kostenkürzungen von Zuführungen gekommen sein (etwa aufgrund der Auslegung des Begriffs des unvermeidbaren Rückbaus), wäre dies in der Folge auch bei etwaigen Auflösungen zu berücksichtigen. Ansonsten bestünde eine Asymmetrie zwischen den im Vorfeld anerkannten Kosten und einer etwaigen späteren Auflösung oder den aus der Inanspruchnahme finanzierten Kosten. Für diese Problemstellungen bedürfe es bei möglichen Kostenkürzungen einer Lösung. Denkbar wäre ein regulatorischer Vortragsmechanismus.

#### **4.11. Aufschlag auf Auflösungsbeträge als Anreizinstrument**

- 79 Das regulatorische System solle nicht über die Kostenanerkennung hinaus mit zusätzlichen Regularien und vermeintlichen Anreizen überbefrachtet werden, die sowohl der überhöhten Rückstellungsbildung als auch der zu geringen Rückstellungsbildung vorbeugen sollen. Die vorgeschlagenen Anreizinstrumente seien nicht erforderlich und in ihrer Anreizwirkung fraglich. Der Aufschlag stelle ein einseitiges Malus-System dar. Es gebe bereits andere funktionierende Mechanismen wie die strengen handelsrechtlichen Vorgaben zu Rückstellungen und zur Bilanzierung sowie die Testierung durch Wirtschaftsprüfer. Zudem wirkten politische und energiewirtschaftliche Entwicklungen auf die Rückstellungsbildung und deren Höhe, sodass eine alleinige Entscheidungssphäre der Netzbetreiber nicht angenommen werden dürfe.
- 80 Ein pauschaler Abschlag würde geprüfte Kosten nachträglich kürzen und die Planbarkeit der Erlösobergrenzen untergraben. Es wurde jedoch der Vorschlag begrüßt, die Diskussion zu dieser Thematik zu einem späteren Zeitpunkt vertieft zu führen, wenn belastbare Daten und Analysen vorliegen.
- 81 Eine Bildung von überhöhten Rückstellungen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Netzentgelte stünden nicht im Interesse der Netzbetreiber. Diese würden die Rückstellungen für erforderliche Stilllegungen und unvermeidbare Rückbauten allein schon aufgrund knapper Ressourcen auf ein erforderliches Maß beschränken. Die skizzierten Anreizinstrumente seien nicht erforderlich. Diese würden eine sachgerechte und praktische Umsetzung erheblich erschweren und würden die Netzbetreiber regulatorischen Risiken aussetzen, obwohl der Sachverhalt sehr stark fremdgetrieben sei.
- 82 Netzbetreiber hätten kein Interesse an überhöhten Kostenansätzen und Rückstellungen, zumal die immer mehr schwindenden Finanzierungsmöglichkeiten dies nicht erlauben würden. Da der Budgetansatz hier entfalle, bestünde bei diesem Sachverhalt auch kein Basisjahreffekt. Aufgrund der im Eckpunktepapier dargelegten Vielzahl an Anreizinstrumenten entstehe der unbegründete Eindruck, dass es ohne die strikte Lenkungswirkung zu einer Begünstigung der Netzbetreiber kommen würde.
- 83 Mit dem angedachten Aufschlag auf Auflösungsbeträge ergebe sich eine Vielzahl von Nachteilen für die Netzbetreiber. Jegliche Abbildung – positiv wie negativ – in den Netzentgelten müsse vielmehr kostenneutral erfolgen. Soweit die Beschlusskammer im Eckpunktepapier feststellt, dass sich aus dem pauschalen WACC-Ansatz per se ein Anreiz

ergeben würde, den Rückstellungsbestand eher gering zu halten, zieht sie daraus nicht den konsequenten und richtigen Schluss, dass es somit keines weiteren Anreizinstrumentes wie des hier diskutierten Aufschlags bedürfe.

84 Zudem bestünde bei der Thematik eine große Unsicherheit. Neue Erkenntnisse zur Gasnetztransformation seien in der Regel sehr stark politisch getrieben. Eine Abstrafung hinsichtlich späterer Auflösungsbeträge sei daher nicht gerecht, zumal es sich in der Basis um testierte Vorgänge handele. Die Annahmen für die Rückstellungsbildung würden einer kritischen Plausibilisierung sowie Prüfung und Testierung durch den Wirtschaftsprüfer unterliegen, insbesondere im Hinblick auf Angemessenheit, Umfang und Bewertungsmethodik. Der Aufschlag auf die Auflösungsbeträge solle daher gänzlich entfallen, da es sich hier nicht um ein Optimierungsinstrument mit ergebniserhöhendem Effekt für Netzbetreiber handele. Die Anreizinstrumente hätten jedoch allesamt eine negative Ergebniswirkung.

85 Es wurde darauf hingewiesen, dass es noch keine Branchenstandards für einen effizienten, sicheren und ordnungsgemäßen Gasnetzrückbau gebe und sich ein Preisgefüge noch nicht herausgebildet habe. Es stehe auch noch nicht fest, welche Maßnahmen unvermeidbar und welche Abweichungen technisch, wirtschaftlich und regulatorisch akzeptabel seien. Vor dem Hintergrund bestünde noch keine Grundlage für eine verlässliche Rückstellungsbildung und die Malus-Regelung sei nicht akzeptabel. Es bestünde das Risiko, dass Stilllegungskosten nicht vollständig anerkannt werden würden. Es wurde darum gebeten, dass die Bundesnetzagentur die Entwicklung von Prozessen und Standards zur Stilllegung von Gasnetzen in Gang setzt und begleitet.

86 Der Vorschlag überschreite die Grenzen einer zulässigen ex ante-Regulierung und stelle sich vielmehr als eine ex-post wirkende Sanktionsregelung dar, für die es an einer rechtlichen Grundlage fehle. Der Vorschlag unterstelle fälschlicherweise einen eigenen Spielraum der Netzbetreiber, der beliebig gestaltbar sei. Maßgeblich seien vielmehr die von den Wirtschaftsprüfern testierten Werte, wobei diese die zugrundeliegenden Bewertungsansätze, die von unabhängigen dritten Sachverständigen erarbeitet werden, auf ihre Plausibilität prüfen und letztlich auch verantworten. Der Vorschlag stelle damit die testierten Jahresabschlüsse in Frage. Zudem stellten die laufenden und künftigen Anpassungen des gesetzlichen Rahmens für Netzbetreiber eine Herausforderung dar, auf die immer wieder mit entsprechenden Anpassungen reagiert werden müsste. Nicht kalkulierbare exogene Sachverhalte könnten so

den Zeitpunkt einer Auflösung und ihre Höhe beeinflussen und die Anwendung eines Aufschlages auslösen. Dies betreffe externe Faktoren wie die kommunale Wärmeplanung, politische und gesetzliche Vorgaben, die Entwicklung des Wasserstoffkernnetzes und die Gaspreisentwicklung sowie daraus resultierende Kundenentscheidungen.

- 87 Sofern bereits Rückstellungen gebildet wurden und die entsprechenden Leitungen auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, käme es zu einer Auflösung, die nicht mit einem Zuschlag bestraft werden dürfe. Auch könne sich eine Auflösung aus § 48b EnWG-E ergeben, sofern hier bereits Rückstellungen für nun ausgeschlossene Sachverhalte gebildet wurden.
- 88 Netzbetreiber würden nach dem Stand des Eckpunktepapiers sowohl das Risiko einer zu hohen als auch das Risiko einer zu niedrigen Rückstellungsbildung tragen. So sei einerseits ein Zuschlag von 10 % auf die Auflösung im Falle einer überhöhten Rückstellungsbildung vorgesehen. Andererseits solle auch im Falle von Mehraufwendungen ein Anreizmechanismus zu Lasten der Netzbetreiber eingeführt werden.
- 89 Generell wurde kritisiert, dass die Beschlusskammer zu Unrecht von einer risikolosen Rückstellungsbildung ausgehen würde. Es handele es sich nicht um eine für Netzbetreiber risikolose Zuführung, da es auf eine Gesamtbetrachtung einschließlich der Inanspruchnahme der Rückstellungen und der Behandlung entsprechender Mehraufwendungen ankomme. Mit dem Budgetgedanken müsse sich bei den OPEX jedoch eine erwartbare kostendeckende Situation ergeben. Auch wenn die konkrete Ausgestaltung noch offen sei, werde bereits jetzt offenbar, dass Netzbetreiber bezogen auf diese OPEX nicht bessergestellt würden. Dies gilt insbesondere für den Vorschlag, im Falle einer Einordnung der Mehraufwendungen als  $KA_{nEu}$  analog zum Anreizinstrument gegen überhöhte Rückstellungen einen prozentualen Abschlag auf den geltend gemachten Mehraufwand einzuführen.
- 90 Gegen das Anreizinstrument spreche zudem, dass der wirtschaftlich als ungerechtfertigt eingestufte Liquiditätsentzug bei den Netzkunden im Falle einer zu hohen Rückstellungsbildung bereits durch die handelsrechtliche Auflösung selbst wieder ausgeglichen werde. Hintergrund sei die Systematik der handelsrechtlichen Rückstellungsbewertung, bei der in den Zuführungen zunächst nicht der volle, nominale und zeitanteilige Ansammlungsbetrag zugeführt werde, sondern ein geringerer, abgezinster Zuführungsbetrag. Diese Zuführungen würden im Zeitablauf handelsrechtlich über die Aufzinsung jährlich erhöht. Im Falle einer späteren Überdeckung mit der Folge einer handelsrechtlichen Auflösung würde damit auch der angemessene Zinsanteil über die

Auflösung zurückgeführt. Die Netzkunden erhielten im Ergebnis für die vorab nicht notwendige aufgebrachte Liquidität nicht nur den bezahlten nominalen Rückstellungsbetrag zurück, sondern auch die entsprechenden Zinsen für die Überlassung der liquiden Mittel. Folglich sei ein weiterer Nachteilsausgleich mittels eines Zuschlages auf die Auflösungsbeträge weder erforderlich noch sachgerecht.

91 Sowohl ein Zuschlag auf eine überhöhte Rückstellungsbildung als auch ein Abschlag auf die Mehraufwendungen wird als unangemessene Benachteiligung der Netzbetreiber erachtet, da sich bezogen auf die notwendigen Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau eine asymmetrische Risikoverteilung zu ihren Lasten ergeben würde. Vielmehr würde im Rahmen der Transformation gelten, dass die Netzbetreiber die Risiken schnellerer Mengenrückgänge, als diese ursprünglich geplant waren, zu tragen hätten und damit am Ende bei schnellerem Ausstieg der Netzkunden eben auch bezogen auf noch nicht zugeführte Stilllegungs- und Rückbaukosten ein erhebliches Risiko einer mangelnden Refinanzierung tragen müssten. Das Gleiche würde umgekehrt gelten, wenn sich die Prozesse länger hinziehen als gedacht. Eine solche einseitige Risikoverteilung sei angesichts der politischen, technischen und planerischen Unsicherheiten der Gasnetztransformation unangemessen.

92 Die spätere Auflösung von Rückstellungen sei das Ergebnis ex post eintretender Entwicklungen und nicht der Ausdruck eines ex ante steuerbaren Verhaltens der Netzbetreiber. Ein Aufschlag, der allein an die tatsächliche Auflösung anknüpft, setze folglich nicht an einem beeinflussbaren Verhalten an und könne keinen Anreiz im Sinne der Anreizregulierung entfalten. Der Aufschlag sei systemfremd und habe zudem sanktionsähnlichen Charakter bezüglich eines ex post eingetretenen Sachverhalt, ohne dass ein rechtswidriges, pflichtwidriges oder auch nur ineffizientes Verhalten festgestellt oder nachgewiesen werde. Eine solche Regelung laufe auf eine generalisierte Missbrauchsvermutung zulasten der Netzbetreiber hinaus und verkehre das System der Anreizregulierung in ein nachträgliches Straf- bzw. Abschöpfungsinstrument. Das Anreizinstrument verstoße gegen rechtsstaatliche Prinzipien, insbesondere gegen den Bestimmtheitsgrundsatz und den Grundsatz des Vertrauensschutzes. Netzbetreiber müssten sich darauf verlassen können, dass ordnungsgemäß gebildete und testierte Rückstellungen nicht nachträglich mit einer zusätzlichen Belastung belegt werden, die im Zeitpunkt der Disposition weder absehbar noch vermeidbar gewesen sei. Der Aufschlag durchbreche zudem

die Systematik der Anreizregulierung indem er exogene und nicht steuerbare Entwicklungen ex post mit einer pauschalen Belastung belege.

93 Eine Unsicherheit würde sich zudem aus der Begrifflichkeit des unvermeidbaren Rückbaus ergeben.

94 Darüber hinaus sei der vorgeschlagene pauschale Aufschlag operativ nicht praktikabel. Rückstellungsaufwendungen und -auflösungen resultierten aus fortlaufenden Neubewertungen komplexer Annahmen und ließen sich regelmäßig nicht periodenscharf und kausal einzelnen, zuvor regulatorisch anerkannten Zuführungen zuordnen. Die Einführung eines pauschalen Aufschlags würde daher zusätzliche Abgrenzungsprobleme und einen erheblichen Dokumentationsaufwand erfordern. Dies stehe im Widerspruch zu dem Ziel, die testierten Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b EnWG als zentrale und verbindliche Datengrundlage heranzuziehen.

95 Auch soweit das Anreizinstrument grundsätzlich als sinnvoll erachtet wurde, wurde die Verhältnismäßigkeit hinterfragt und aufgeworfen, ob nicht der im Eckpunktepapier skizzierte indirekte Anreizmechanismus aus dem WACC in dieser Hinsicht ausreichend sei.

96 Schließlich wurde darauf hingewiesen, dass die Abwicklung des Aufschlags im Fall von Netzübergängen hochkomplex und konflikträchtig sei. Bei Netzübergängen bestehe regelmäßig die Situation, dass abgebender und aufnehmender Netzbetreiber hinsichtlich der Rückstellungen unterschiedliche Bewertungsansätze, Bilanzierungsrichtlinien sowie handels- und steuerrechtliche Bilanzierungsweisen anwenden würden. Dies betreffe sowohl die Höhe der Rückstellungen als auch die Auslösetatbestände und -zeitpunkte. Damit stelle sich die Frage, wer die wirtschaftliche Belastung aus der Auflösung der Rückstellungen und dem damit verbundenen Zuschlag zu tragen habe. Die Zuordnung sei kaum eindeutig und führe zwangsläufig zu Abgrenzungs- und Verteilungsproblemen. Zudem werden in vielen Fällen die Auflösung erst Jahrzehnte nach dem Netzübergang erfolgen. Vor diesem Hintergrund sei das Anzelement im Hinblick auf die Praktikabilität kritisch, potenziell streitanfällig und mit erheblichen Umsetzungsrisiken behaftet.

#### **4.12. Ausgestaltung eines Aufschlags auf Auflösungsbeträge als Anreizinstrument**

97 Im Falle der Einführung eines Anreizinstruments in Form eines Aufschlags auf Auflösungsbeträge wurden Änderungen in der Ausgestaltung gefordert.

#### **4.12.1 Bemessungsgrundlage**

98 Die Bemessungsgrundlage sei anzupassen. Es komme bei der handelsrechtlichen Rückstellungsbewertung nicht erst bei der Durchführung der Stilllegung oder der Rückbaumaßnahme zu Auflösungen. Vielmehr müsse erwartet werden, dass es im Zeitverlauf sowohl bezogen auf die Zeitpunkte, den Umfang der betroffenen Anlagen sowie die Kostenschätzungen immer wieder zu Anpassungen kommen werde. Auch wenn sich im Ergebnis dabei die Rückstellung vom Anfangsbestand zum Endbestand eines Jahres erhöhe, werde handelsrechtlich aufgrund des Einzelbewertungsgrundsatzes und der Vergangenheitskorrektur häufig im gleichen Jahr eine Zuführung und Auflösung bezogen auf die Rückstellung zu verzeichnen sein. Dies bedeutet, dass trotz der summarisch zutreffenden Höhe der Rückstellung handelsrechtlich eine Auflösung ausgewiesen werde. Für diesen Fall sei ein Aufschlag nicht sachgerecht. Es sei daher eine Ersatzbemessungsgrundlage zu wählen, die nur die summarische Fehleinschätzung berücksichtige. Die Grundlage könnte aus der Differenz des Rückstellungsbetrages aus Anfangsbestand und Endbestand (ohne Verbrauch bzw. Inanspruchnahme) eines Jahres ermittelt werden.

#### **4.12.2 Zeitpunkt der Einführung**

99 Die Einführung des Anreizinstruments bereits mit Beginn der fünften Regulierungsperiode berge die Gefahr, dass gerade zu Beginn des Transformationsprozesses der Schätzung der Rückstellung deutliche Risiken durch Veränderungen innewohnen könnten. Aufgrund der kurzfristigen und nur teilweise koordinierten Gesamtvorgehensweise zum jetzigen Zeitpunkt der verschiedenen Beteiligten, namentlich aus Rechnungslegungssicht, den Regulierungsbehörden, aber insbesondere auch dem Gesetzgeber (Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu § 48bEnWG-E mit Duldungspflicht und Verteilernetzentwicklungsplanes sowie ggf. noch zu beschließenden Kostentragungsregeln etwa für Hausanschlüsse) könnten sich hierbei schon in den nächsten Jahren größere Veränderungen bzw. Korrekturen der Einschätzungen ergeben, die handelsrechtliche Auflösungen nach sich zögen. Vor dem Hintergrund, dass von den Korrekturen und den daraus resultierenden Auflösungen hier noch überwiegend die gleichen Netzkunden betroffen wären und auch Zinsen mit in der Auflösung enthalten wären, sei ein etwaiger Zuschlag auf Auflösungen frühestens ab der sechsten Regulierungsperiode einzuführen. So dürfte nach Abschluss der fünften Regulierungsperiode mehr Klarheit hinsichtlich des

Transformationspfades und der sich aus Stilllegungen und Rückbauverpflichtungen ergebenden Kosten bestehen.

#### **4.12.3 Exogenität der Grundlagen der Schätzungen**

100 Die Grundlagen der Einschätzungen der Netzbetreiber und damit für die Rückstellungsbildung und deren Veränderungen seien überwiegend nicht durch diesen steuerbar sind, sondern rührten aus externen Faktoren. Dies gelte folglich auch für die daraus resultierenden Auflösungen. Als denkbaren Veränderungen seien insbesondere die folgenden Punkte zu nennen: Die Anpassungen der Klimaneutralitätsziele im Bundesklimaschutzgesetz bzw. in den Ländergesetzen und den entsprechenden kommunalen Beschlüssen. So würde z.B. ein späterer Zielzeitpunkt zur Erreichung der Treibhausgasneutralität zu einer späteren und längeren Verteilung der Kosten führen, was wiederum Auflösungen im Umstellungszeitpunkt zur Folge hätten. Möglich seien auch Änderungen des § 48b EnWG im Zeitablauf insb. nach der Evaluierung im Jahr 2036 (siehe § 48b EnWG-E Abs. 6) und damit einer Veränderung der Duldungspflichten bzw. der Ausnahmen und damit einer notwendigen angepassten Einschätzung zum Rückbau. Aus der mittelfristigen Prüfung und Genehmigung der Verteilernetzentwicklungspläne durch die Regulierungsbehörden könnten sich ebenso Anpassungen am Rückstellungsbestand ergeben. Schließlich könne derzeit eine Kostentragungspflicht des Netzbetreibers wegen der Stilllegung eines Hausanschlusses (basierend auf der nicht rechtskräftigen Entscheidung des siehe OLG Oldenburg, Urteil vom 05.12.2025, 6 UKI 2/25) angenommen werden. Sollte diese Entscheidung aufgehoben werden, wäre eine Anpassung der Rückstellung für solche Sachverhalte und damit eine Auflösung vorzunehmen. Es wurde auch auf die Möglichkeit der Nachnutzung von Gasnetzen abgestellt (neben Wasserstoff auch weitere Ansätze wie LWL Rohre oder Pilotprojekte zur Nutzung für Stromleitungen). Schließlich wurde auch auf außenpolitische Aspekte abgestellt, die den Transformationspfad beeinflussen, etwa der Verlauf des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine.

101 Die genannten Veränderungen der Rechts- und Sachlage fielen nicht in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber, sodass zumindest eine differenzierte Betrachtung geboten sei. Hilfsweise werde jedenfalls ein geringerer Prozentsatz angeregt.

#### **4.12.4 Korridor für zulässige Annahmen**

102 Zum Teil wurde gefordert, dass angesichts der Unwägbarkeiten ein Korridor gebildet werden müsse, in dem sich Netzbetreiber bei der Rückstellungsbildung bewegen dürften, um

pauschale Sanktionierungen zu vermeiden. In diesem Zusammenhang wurde auch die Herleitung des konsultierten Wertes von 10 % hinterfragt.

#### **4.12.5 Ausnahmetatbestände**

103 Es dürfe nicht zu einer Benachteiligung von Netzbetreibern kommen, die bereits Rückstellungen gebildet haben. Sofern bereits Rückstellungen gebildet wurden und die entsprechenden Anlagen nunmehr auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, könne es erforderlich sein, Rückstellungen auch im Tätigkeitsbereich Erdgas zumindest teilweise aufzulösen. Auch hier werde offensichtlich, dass ein prozentualer Aufschlag auf Auflösungsbeträge in Folge von vermeintlich zu hoch gebildeten Rückstellungen nicht sachgerecht sei.

104 Ebenso sei die Konstellation zu bewerten, in der Netzbetreiber, die in der Vergangenheit Rückstellungen gebildet haben, diese nunmehr aufgrund der Regelung in § 48b EnWG-E auflösen.

105 Das Anreizinstrumente müsse differenziert und ursachengerecht ausgestaltet werden, Hierbei müssten handelsrechtlich gebotene Neubewertungen und Auflösungen von Rückstellungen regulatorisch neutral behandelt werden. Netzbetreiber, die frühzeitig und vorsorglich Rückstellungen gebildet haben, dürften nicht strukturell benachteiligt werden.

#### **4.13. Abbildung der Zuführungen im Zeitverlauf**

106 Grundsätzlich wurde die Bildung von Ansammlungsrückstellungen befürwortet, um die Auswirkungen auf die Netzentgelte zu glätten.

107 Ziel einer verursachungsgerechten Kostenverteilung für künftig notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau sollte sein, dass analog zum Anlagevermögen nach KANU 2.0 frühzeitig eine Kostenberücksichtigung in den Erlösobergrenzen erfolgen kann. Dies hätte im Zeitablauf einen abnehmenden Kostenverlauf bei ebenso abnehmenden Mengen zur Folge. Damit werde vermieden, dass sich im Zeitablauf deutlich erhöhte Netzentgelte ergeben. Grundsätzlich könne dies durch eine mengenbasierte Zuführung erfolgen. Gegebenenfalls wäre mit gleicher Zielrichtung wie beim Anlagevermögen aber vereinfachend auch eine rechnerisch degressive Umsetzung denkbar. Dies würde ebenfalls einen Großteil der Zuführungen auf Zeiträume mit hohen Mengen verteilen, wäre aber eine rechnerische Systematik, die nicht zusätzlich durch volatile Mengenschätzungen ständig verändert werde. Aus handelsrechtlicher Sicht könne nicht direkt mit dem ungleichmäßigen Verlauf der

wirtschaftlichen Vorteile argumentiert werden, da die Kosten auch bei Gleichverteilung in die Netzentgelte einzupreisen seien. Es gehe um die verursachungsgerechte Kostenbelastung der Netzkunden und nicht den wirtschaftlichen Vorteil des Leistungserbringers. Unbenommen dessen erkennen – im Falle der Bestätigung durch den IDW – die handelsrechtliche Möglichkeit einer optionalen mengenbasierten oder degressiven Zuführung im Rahmen des Barwertverfahrens analog zum Anlagevermögen. Der IDW habe sich in seinen bisherigen Aussagen offen gezeigt, neue Erkenntnisse zu berücksichtigen. Aufgrund der angedachten Systematik mit explizitem Abstellen auf die handelsrechtliche Rückstellungsbewertung für regulatorische Zwecke, würden letztlich die handelsrechtlich zulässigen Bewertungsmöglichkeiten entscheidend für eine verursachungsgerechte Verteilung der anfallenden Kosten in der Transformation sein.

- 108 Zum Teil wurde angemerkt, dass die angestoßene Diskussion zu einer mengenbasierten Bildung der Rückstellungen nicht notwendig sei, da ohnehin kein vom Handelsrecht abweichender Rückstellungsverlauf akzeptiert werden könne, mithin die Rückstellungsbildung nach handelsrechtlichen Grundsätzen erfolgen müsse.
- 109 Es wurde auch gefordert, dass ggf. bezüglich der zeitlichen Verteilung der Zuführungen eine Entkoppelung der regulatorischen Welt vom Handelsrecht erfolgen müsste. Nach derzeitigem Kenntnisstand sei nicht hinreichend geklärt, ob die im Eckpunktepapier aufgezeigte Ausgestaltung einer mengenbasierten Rückstellungsbildung im Einklang mit den Vorgaben des HGB stehe. Sollte sich herausstellen, dass eine mengenbasierte Bildung der Rückstellungen handelsrechtlich nicht möglich sei bzw. die Wirtschaftsprüfer ein solches Verfahren nicht flächendeckend mittragen würden, wurde für ein Auseinanderlaufen der regulatorischen und handelsrechtlichen Darstellung der Rückstellungen plädiert.
- 110 Es sei außerdem zu klären, bis zu welchem Zeitpunkt die Rückstellungsbildung abgeschlossen sein solle. Dabei sei zu berücksichtigen, dass in den letzten Jahren der Transformation nur noch eine geringe Anzahl von Kunden am Netz sein werden und die Netzentgelte daher in besonderem Maße von Einzelfaktoren beeinflusst werden können. Vor diesem Hintergrund erscheine es sinnvoll, den Rückstellungsbetrag bereits mehrere Jahre vor dem Beendigungszeitpunkt vollständig aufgebaut zu haben.
- 111 Die handelsrechtliche Diskussion dieser Fragestellung wird weitergeführt. Die Bundesnetzagentur wird diese Diskussion im Rahmen ihrer Zuständigkeit konstruktiv begleiten.

#### 4.14. Abbildung von Mehraufwendungen

- 112 Bezüglich des Mehraufwandes wurde gefordert, auch diesen als  $KA_{nEu}$  einzustufen. Dieser Mehraufwand sei wirtschaftlich untrennbar mit denselben exogenen Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen verbunden und dürfe nicht dem Budgetprinzip unterworfen werden. Dieses sei für die volatile Kostenarten strukturell ungeeignet.
- 113 Die Exogenität der Kosten bestehe unabhängig davon, ob Rückstellungen oder unmittelbar Ist-Kosten anfielen. Der auslösende exogene Sachverhalt – insbesondere im Fall der Kündigung eines Anschlusses durch den Kunden - entziehe sich dem Einflussbereich der Netzbetreiber. Eine unterschiedliche regulatorische Behandlung desselben Sachverhalts allein aufgrund seiner zeitlichen Einordnung sei systemwidrig.
- 114 Der Mehraufwand entstehe nicht aufgrund ineffizienten Handelns der Netzbetreiber, sondern infolge unvermeidbarer Abweichungen zwischen ex ante-Schätzungen und ex post realisierten Kosten. Solche Abweichungen seien systemimmanent, da Stilllegungs- und Rückbauprozesse regelmäßig über lange Zeiträume erfolgen und von zahlreichen externen Faktoren beeinflusst werden, die sich der Steuerung durch den Netzbetreiber entziehen. Relevant seien geänderte rechtliche Anforderungen, behördliche Auflagen, tatsächliche Boden- oder Leitungszustände sowie die Koordinierung mit Dritten. Zudem ergebe sich aus der in § 48b Absatz 6 EnWG-E vorgesehenen Evaluierung der Regelung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2036 bereits jetzt ein externer relevanter Faktor, der sogar gesetzlich angelegt sei.
- 115 Je nach neuen Erkenntnissen könnten Anpassungen des vormals antizipierten Rückstellungsbestandes auch früh zum Tragen kommen. Der Umgang mit möglichen Mehrkosten sollte bereits jetzt im Konsultationsprozess hinsichtlich der Planungssicherheit geklärt werden.
- 116 Eine Abwicklung über das Budgetprinzip setze zudem voraus, dass die betreffenden Kosten im entsprechenden Basisjahr angefallen sind, um in der folgenden Regulierungsperiode ein Budget zu begründen. Dies sei bei Stilllegungs- und Rückbaukosten regelmäßig nicht der Fall, da die Kosten exogen ereignisgetrieben seien und nicht notwendigerweise im regulatorischen Basisjahr anfielen. Zudem sei im Zuge der Transformation nicht von einer gleichmäßigen Entwicklung der Kosten, sondern von einem Hochlauf der Stilllegungen im Zeitverlauf auszugehen. Eine Behandlung des Mehraufwands über das Budgetprinzip würde zu erheblichen zeitlichen Verzögerungen in der Kostenanerkennung führen. Schließlich bestehe auch bei einer Einordnung des Mehraufwands als  $KA_{nEu}$  kein Kontroll- oder Missbrauchsdefizit,

da diese Kosten, genau wie das Ausgangsniveau aus dem Basisjahr, der Prüfung durch die Regulierungsbehörde unterliegen.

- 117 Es wurde vorgeschlagen, etwaige Mehrerlöse oder Mehrkosten, die sich im Abgleich mit der gebildeten Rückstellung ergeben, über das Regulierungskonto abzubilden. Dies entspreche auch dem bisherigen und in der Praxis bewährten Umgang hinsichtlich aller Kosten, die einen späteren Plan-Ist-Abgleich erfordern. Das Regulierungskonto wirke ergebnisneutral, da es weder die Erzielung von Gewinnen noch das Entstehen von Verlusten erlaube, sondern ausschließlich der verursachungsgerechten Weitergabe regulatorisch anerkannter Kosten bzw. Erlöse an die Netzkunden diene. Für Kostenarten, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers stehen ( $KA_{nEu}$ ), würde diese Vorgehensweise die sachgerechteste und faireste Methodik darstellen. Ferner würde die im Eckpunktepapier vorgeschlagene Vorgehensweise zur Abbildung von Mehraufwänden lediglich den Basisjahreffekt wieder anreizen, die Transparenz verschlechtern und Prüfungsverfahren enorm verkomplizieren und im schlimmsten Fall Klageverfahren nach sich ziehen. Auch würde sich die sachgerechte Kostenabbildung dadurch erschweren, da Kosten sowohl in den  $KA_{nEu}$  als auch den OPEX des Basisjahres abzubilden wären. Ferner würden sich durch die teilweise Abbildung im Budget Auswirkungen auf den Effizienzvergleich ergeben und die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber erschweren – allesamt Aspekte, die den angestrebten Vereinfachungen und dem Transparenzgedanken des neuen Regulierungsrahmens entgegenstünden.
- 118 Wie bereits im Abschnitt 4.10 ausgeführt, wurde auch ein etwaiger Abschlag für spätere Mehraufwendungen als unangemessen aufgefasst.

#### **4.15. Anreizinstrumente bei Ist-Kosten**

- 119 Das Anreizinstrument wurde kritisiert. Netzbetreiber hätten weder Interesse an hohen Rückstellungen noch am Ansatz überhöhter bzw. ineffizienter Ist-Kosten. Diese seien weder betriebswirtschaftlich sinnvoll, ressourcenseitig möglich, noch regulatorisch vorteilhaft. Überhöhte Rückstellungen seien für Netzbetreiber ein weiterer Faktor, der die betriebswirtschaftlichen Kennzahlen verschlechtere. Insbesondere die negativen Auswirkungen auf das Ergebnis (Aufgrund des Zeitverzugs der Kostenanerkennung) und die Verschlechterung der handelsrechtlichen Eigenkapitalquote erschwerten die ohnehin sinkenden Investitionsspielräume noch weiter. Auch stünden Netzbetreiber in einem Effizienzvergleich. Überhöhte Ist-Kosten wirkten sich negativ auf die Effizienzbewertung aus,

was weitere negative Auswirkungen auf die ohnehin schwierige Einhaltung des zu knapp bemessenen OPEX-Budgets habe.

- 120 Rückstellungen würden zudem keine kostenfreie Finanzierung darstellen, sondern würden bilanziell als echte Verpflichtungen mit unmittelbaren Auswirkungen auf Eigenkapital, Verschuldungskennzahlen und Finanzierungsspielräume behandelt. Netzbetreiber hätten daher ein intrinsisches und starkes Eigeninteresse, Stilllegungs- und Rückbaukosten möglichst effizient zu steuern. Die Annahme, es bedürfe zwingend eines zusätzlichen Bonus-Malus-Systems, um Effizienz sicherzustellen, unterschätze diese finanzwirtschaftlichen Zwänge.
- 121 In Bezug auf die skizzierten Anreizinstrumente bliebe unklar, ob bei der Prüfung die tatsächlichen Ist-Kosten als Basis zu Grunde gelegt werden sollen oder die Zuführung.
- 122 Die Schwachstelle des vorgeschlagenen Anreizinstruments liege darin, dass es zeitlich deutlich hinter den heute bereits entstehenden bilanziellen und finanziellen Belastungen zurückbleibe. Wenn ein solches Instrument frühestens in der sechsten Regulierungsperiode greifen könne, bestünde über Jahre hinweg ein Zeitraum, in dem keine Klarheit über die spätere Effizienzbewertung bestehe. Diese Unsicherheit wirke sich unmittelbar investitions- und finanzierungshemmend aus.
- 123 Problematisch sei zudem die angedachte Trennung zwischen der Bildung der Rückstellung und der späteren Effizienzbewertung der Ist-Kosten bei Inanspruchnahme der Rückstellung. Ein nachgelagerter Abgleich mit Standardkosten berge die Gefahr, dass Kosten, die handelsrechtlich zwingend und regulatorisch vorfinanziert wurden, im Nachhinein teilweise nicht anerkannt werden. Dies würde zu einer faktischen Rückwirkung auf bereits gebildete Rückstellungen führen und die Konsistenz zwischen Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG und regulatorischer Kostenanerkennung untergraben. Diese Art von Nebenbuchhaltung solle vermieden werden, da sie die Transparenz verringere und die Finanzierungsfähigkeit weiter schwäche.
- 124 Der Vorschlag eines Abgleichs der tatsächlichen Kosten über einen Standardkostenansatz wurde kritisch gesehen. Eine Prüfung solle vielmehr auf Basis der tatsächlichen Kosten erfolgen. Es sei zudem nicht nachvollziehbar, wie Standardkosten für entsprechende Maßnahmen ermittelt werden könnten. Ein solches Modell wäre voraussichtlich hochkomplex und nicht transparent. Es müsste zwischen ländlichen und städtischen Maßnahmen unterschieden werden. Stilllegungen und Rückbau seien zudem durch weitere lokale Gegebenheiten geprägt, etwa Netzstruktur, Bodenverhältnisse, Verdichtung des

Siedlungsraums, Mitverlegung anderer Infrastrukturen oder ordnungsrechtliche Anforderungen. Die Reduktion dieser komplexen Sachverhalte auf einfache Strukturparameter wie Leitungslängen oder Druckstufen berge das Risiko systematischer Verzerrungen.

125 Anhand der Überlegungen zu den verschiedenen Anreizsystemen zeige sich, dass das Modell einer Anreizregulierung in einem Transformationsprozess keine sinnvollen Vorgaben mehr setzen könne. Dies zeigt sich insbesondere auch bei den Überlegungen zu im Nachhinein zu hohen Rückstellungsbildungen sowie tatsächlich höheren Kosten. Es müsse im Sinne einer effizienten Regulierung vermeiden werden, mehrere komplexe Systeme zu entwickeln, die diese grundsätzlichen Zweifel an der Eignung der Fortsetzung einer Anreizregulierung beheben sollen.

126 Bezüglich der Umsetzung wurde auch hier ein Korridor-Ansatz angeregt mit der Möglichkeit des Einzelnachweises höherer Kosten.

127 Schließlich sei auch das stufenweise Vorgehen mit zunächst rein informatorischen Kennzahlen und späteren Eingriffsinstrumenten kritisch zu bewerten. Die Veröffentlichung netzbetreiberindividueller Kennzahlen ohne klaren regulatorischen Kontext oder Anerkennungslogik könne bereits wettbewerbliche Effekte entfalten, ohne dass den Unternehmen ein verlässlicher Rahmen zur Einordnung gegeben werde. Gleichzeitig bestehe die Gefahr, dass sich die regulatorische Praxis schrittweise in Richtung verbindlicher Standardkosten entwickle, bevor geklärt sei, ob diese den tatsächlichen Kostenrealitäten der Transformation überhaupt gerecht werden können.

#### **4.16. Umgang mit Ewigkeitskosten**

128 Es wurde darauf hingewiesen, dass sich ein Großteil der Leitungen im öffentlichen Straßenland befände und hier zwar die Straßenbaulastträger keinen anlasslosen Rückbau verlangen würden, aber dennoch irgendwann zwingend Kosten für Ausbau und Entsorgung anfielen, sobald zu einem späteren Zeitpunkt auch nach der Stilllegung der Gasnetze eine Baumaßnahme erfolge. Diese Kosten ließen sich nicht abwenden, auch nicht durch Änderungen des EnWG, so dass auch hierfür Rückstellungen gebildet werden müssten, solange die durchgeleiteten Gasmengen noch nicht zu klein seien. Der eigentliche Rückbau der Gasnetze werde erst erfolgen, nachdem der Gasnetzbetrieb eingestellt worden sei. So müssten aus Gründen der Versorgungssicherheit Hauptleitungen bis zum Schluss in Betrieb bleiben und es könnte keine straßenzugweise Stilllegung von Hausanschlüssen erfolgen. In

diesem Zusammenhang müssten Kosten für Sicherheiten anerkannt werden (etwa Bürgschaften), die Kommunen von Konzessionsnehmern für diese Sachverhalte verlangen.

- 129 Durch die im Boden befindlichen stillgelegten Leitungen entstünden zukünftig und langfristig anfallende Ewigkeitskosten. Diese könnten beispielhaft Kosten des Auskunftswesens, der Einhaltung (zukünftiger) Umweltvorschriften sowie der Überwachung sicherheitstechnischer Aspekte beinhalten. Aufgrund einer gegebenen Regelmäßigkeit seien diese Kosten nicht den Rückstellungen zuzuführen. Bezüglich dieser Kosten müsse ein auch zukünftig tragfähiges Modell geschaffen werden.
- 130 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Zuständigkeit**

131 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.

132 Gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist grundsätzlich die Große Beschlusskammer für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der für den Netzzugang erhobenen Entgelte zuständig. Sie hat diese gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am 08.12.2025 auf die Beschlusskammer übertragen.

### **2. Ermächtigungsgrundlage**

133 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG.

134 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier grundsätzlich allen Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern (siehe Tenorziffer 1 und Abschnitt 5 zu den Ausnahmen), erfolgen.

135 Gemäß § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG können nach Maßgabe von Festlegungen der Regulierungsbehörde Entgelte für den Netzzugang der Betreiber von Energieversorgungsnetzen ergänzend zu einer Entgeltbildung nach § 21 EnWG auch durch eine Methode bestimmt werden, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (Anreizregulierung, siehe diesbezüglich die Festlegung RAMEN Gas). Nach § 21a Abs. 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde im Einklang mit dem Zweck des EnWG nach § 1 Abs. 1 EnWG insbesondere Entscheidungen durch Festlegungen zur Entwicklung und Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden treffen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen. Gemäß § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG kann die Bundesnetzagentur zur näheren Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells Festlegungen treffen.

136 Bei § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG handelt es sich in diesem Zusammenhang um 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 ergeben können, sowie Kosten, die sich aus anderen gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen ergeben können.

- 137 Die grundsätzlichen Regelungen zur Unterscheidung der durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile erfolgte mit Tenorziffer 7 RAMEN Gas. Hierbei wurde auch 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.
- 138 Tenorziffer 7.1 RAMEN Gas bestimmt, dass die Bestimmung der Kostenanteile, die aufgrund einer ökonomischen Betrachtung nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ), in Abgrenzung zu beeinflussbaren Kostenanteilen anhand der Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität der Kostenanteile erfolgt. Sodann regeln Tenorziffern 7.2 bis 7.4 RAMEN Gas die nähere Ausgestaltung dieser drei Kriterien.
- 139 Nach Tenorziffer 7.2 Satz 1 RAMEN Gas liegt die Exogenität eines Kostenanteils 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. Die Exogenität kann nach Tenorziffer 7.2 Satz 2 RAMEN Gas auch anhand der Volatilität der Kostenanteile bewertet werden.
- 140 Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils liegt nach Tenorziffer 7.3 Satz 1 RAMEN Gas in der Regel vor, wenn der Kostenanteil in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Nach Tenorziffer 7.3 Satz 2 indiziert die Gleichartigkeit eines Kostenanteils, dass eine Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich nach Tenorziffer 10 RAMEN Gas möglich ist.
- 141 Nach Tenorziffer 7.4 RAMEN Gas kann die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen. Sofern ein entsprechender Kostenanteil nicht als  $KA_{nEu}$  festgelegt

wird, kann der Kostenanteil nach Tenorziffer 7.4 Satz 2 RAMEN Gas als volatiler Kostenanteil nach Tenorziffer 8 RAMEN Gas festgelegt werden.

142 Während mit Tenorziffer 7.5 RAMEN Gas bereits bestimmte Kosten und Erlöse als  $KA_{nEu}$  festgelegt wurden, sieht Tenorziffer 7.6 Satz 1 RAMEN Gas vor, dass weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Tenorziffer 7.2 bis 7.4 RAMEN Gas als  $KA_{nEu}$  festgelegt werden können, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. Hierbei können nach Tenorziffer 7.6 Satz 2 RAMEN Gas solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

143 Die vorliegende Festlegung setzt das Regelbeispiel nach Tenorziffer 7.6 Satz 1 RAMEN Gas um.

### **3. Formelle Rechtmäßigkeit**

144 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

145 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung ein Eckpunktepapier am 19.01.2026 und den Festlegungsentwurf am xx.xx.xxxx zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem Eckpunktepapier und dem Festlegungsentwurf Stellung genommen.

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

## **4. Rechtlicher Rahmen**

### **4.1. Europäischer Rechtsrahmen**

147 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Gasverteilernetzen sowie Fernleitungsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL)). Unter diese Zuständigkeit ist sowohl

die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren.

- 148 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.
- 149 Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung (und der Ableitung der zulässigen Erlöse) sowie der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können.
- 150 Maßstäbe, die im europäischen Recht unter dem Begriff der „Entgeltbildung“ genannt werden, erfassen demnach auch die Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die in einem weiteren Schritt im Rahmen der Netzentgeltbildung zuzuordnen sind. Hierunter fällt insbesondere die Bestimmung der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber einschließlich der Methode. Aus europarechtlicher Perspektive ist die Ermittlung der zulässigen Netzkosten ein Schritt im Rahmen eines Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet.<sup>3</sup>
- 151 Dies verdeutlicht auch etwa Art. 17 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO), mit dem Erfordernis, dass die Entgelte, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Daher sind die europarechtlichen Vorgaben jeweils daraufhin zu analysieren, welchen Gehalt sie nicht nur für die eigentliche Entgeltbildung, sondern auch schon auf der Stufe der Kostenermittlung haben.
- 152 Eine Erlösobergrenzen-basierte Anreizregulierung ist dabei nicht das einzige europarechtlich zulässige Regulierungsmodell. Es müssen lediglich gewisse qualitative Anforderungen, die sich aus den Maßstäben ergeben, erfüllt sein. Auch etwa eine Yardstick-Regulierung oder eine

---

<sup>3</sup> Vgl. ACER report on network tariff practices, 26 März 2025, Rn. 225, abrufbar unter: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

Preisobergrenzenregulierung sind grundsätzlich möglich. Es gibt gerade nicht nur ein europarechtlich zulässiges Regulierungsmodell .

#### **4.1.1 Kostenorientierung und Kosteneffizienz**

153 Von wesentlicher Bedeutung ist der Grundsatz der Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist, sondern vielmehr eine Kostenorientierung.<sup>4</sup>

154 Ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen (siehe ausführlich Rn. 163).

155 Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Wasserstofftransport, Erdgas- und Wasserstoffspeicherung, LNG- und Wasserstoffterminals sowie Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff sind zu verhindern (Art. 78 Abs. 1 lit. m) Gas-RL).

#### **4.1.2 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen**

156 Durch die Methodik sollen angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen, Art. 78 Abs. 9 Gas-RL.

#### **4.1.3 Transparenz**

157 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Regulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Regulierung

---

<sup>4</sup> Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16. September 2020 – VI-3 Kart 750/19 –, juris Rn. 141.

vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO und Erwägungsgrund 109, Art. 3 Abs. 4, Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL.

158 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Fernleitungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL). Die Tarife und die Methoden sind vor ihrem Inkrafttreten zu veröffentlichen (Art. 78 Abs. 8 Gas-RL). Hierunter fallen nicht allein die Methoden der Netzentgeltbildung im Sinne des nationalen Begriffsverständnisses, sondern alle Schritte im Rahmen des Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet. Denn bei der Ermittlung der zulässigen Netzkosten handelt es sich aus europarechtlicher Perspektive um eine Vorstufe (s. o.). Demnach ist bereits die Methodik zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten anhand transparenter Kriterien festzulegen oder zu genehmigen und die Methoden zu veröffentlichen.

#### **4.1.4 Verbraucherfreundlichkeit**

159 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, Art. 1 Abs. 2, Art. 77 lit. d) und g) Gas-RL.

#### **4.2. Nationaler Rechtsrahmen**

160 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.

161 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.

162 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 u.a. die optimierte Nutzung und die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze und die Erzeugung und Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff, zu berücksichtigen.

163 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. 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 (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-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. 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).

164 Nach der Maßgabe von § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG soll die Methode der Anreizregulierung Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzen. 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 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). Nach § 21a Abs. 2 EnWG muss die Entwicklung und Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

## **5. Adressaten (Tenorziffer 1)**

165 Die Festlegung findet auf die Betreiber von Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen Anwendung, sofern diese der Anreizregulierung nach Tenorziffer 2.1 RAMEN Gas unterfallen (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). Damit unterfallen ihr grundsätzlich alle Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber, es sei denn es handelt sich um den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG (vgl. Tenorziffer 1 S. 2 RAMEN Gas), der Netzbetreiber der Kleinstnetzbetreiberregelung nach Tenorziffer 16.7 RAMEN Gas unterfällt oder der Netzbetreiber gemäß Tenorziffer 2.4 RAMEN Gas den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung unterfällt (vgl. Tenorziffer 2.4 RAMEN Gas).

166 Die bundesweite Methodenfestlegung erfolgt ohne Unterscheidung zwischen dem Regelverfahren und dem vereinfachten Verfahren (siehe Tenorziffer 16 RAMEN Gas). Ein Verbleib der Kostenkategorie im Budgetprinzip im vereinfachten Verfahren würden eine regulatorische Ungleichbehandlung bedeuten, die ggf. durch eine Pauschale abgedeckt werden müsste (vgl. § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV zur alten Rechtslage). Diese würde der Heterogenität des Sachverhalts jedoch nicht gerecht werden.

## **6. Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 2)**

### **6.1. Festlegung als $KA_{nEu}$**

167 Gemäß Tenorziffer 2.1 Satz 1 werden Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen ab der fünften Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2028) als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ) festgelegt.

168 Hierbei stellt die Beschlusskammer klar, dass sie bei der Regelung dieses Einzelsachverhalts auch das Gesamtsystem der Anreizregulierung und der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Blick hat. Dies gilt insbesondere für die Wechselwirkungen zwischen

beschleunigten (regulatorischen) Abschreibungen, den Verteilernetzentwicklungsplanungen und den kommenden Vorgaben nach § 48b EnWG-E zur Vermeidung des Rückbaus von Gasinfrastruktur. Seitens der Beschlusskammer erfolgt dabei keinerlei Regelung zum ob, wann und wie der Stilllegung oder des unvermeidbaren Rückbaus von Gasnetzen, sondern lediglich die regulatorische Begleitung dieser Sachverhalte. Sofern und soweit einzelne Netzbetreiber oder Gruppen von Netzbetreibern vom Wegfall der Ewigkeitsvermutung weniger oder nicht betroffen sein sollten, greifen die regulatorischen Entgeltregelungen diese Umstände schlicht auf.

169 Bei Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen handelt es sich gemäß den maßgeblichen Kriterien nach Tenorziffern 7.1 bis 7.4 RAMEN Gas um  $KA_{nEu}$ . Ein Verbleib des Sachverhalts im Budgetprinzip oder eine Regelung als volatiler Kostenanteil nach Tenorziffer 8 RAMEN Gas wäre hingegen nicht sachgerecht.

170 Die Beschlusskammer stellt klar, dass die Anerkennung als  $KA_{nEu}$  nicht bedeutet, dass die Kosten ohne die Regelung regulatorisch nicht relevant wären. Ohne die Festlegung würde es sich um einen Kostenbestandteil handeln, der aufgrund der grundsätzlichen Betriebsnotwendigkeit über das Budgetprinzip abgewickelt werden würde. Mit der vorliegenden Regelung erfolgt demnach keine grundsätzliche Anerkennung der Kosten der Höhe nach. Die generelle Betriebsnotwendigkeit und damit Ansatzfähigkeit im Zuge der Kosten und Entgelte ergibt sich vielmehr nach den individuellen Begebenheiten (Stand der Gasnetztransformation beim Netzbetreiber, kommunale Wärmeplanungen, Verteilernetzentwicklungspläne etc., siehe hierzu ausführlich Abschnitt 6.2). Darüber hinaus gilt, dass die Festlegung sich gegenüber der Geschwindigkeit und Art und Weise der Energiewende neutral verhält. Aus der Festlegung ergibt sich keine Stilllegung von Gasnetzen. Vielmehr wird eine etwaige Stilllegung lediglich regulatorisch im Hinblick auf die Kostenfrage begleitet. Sofern und soweit eine Stilllegung oder ein unvermeidbarer Rückbau von Netzen nicht, nicht in einem zuvor abgeschätzten Umfang oder nicht zu einem vorher abgeschätzten Zeitpunkt stattfindet, erfolgt auch insofern eine regulatorische Begleitung im Hinblick auf die Kosten. In solchen Fällen würden Rückstellungen gar nicht erst gebildet werden oder würden zu Gunsten der Netznutzer wieder aufgelöst werden.

171 Die Kostenanerkennung solle hierbei auf notwendige Maßnahmen der Stilllegung und des insofern unvermeidbaren Rückbaus beschränkt werden. Hierzu knüpft die Regelung an § 48b

EnWG-E an, wonach volkswirtschaftlich ineffizienter Rückbau der Gasnetze verhindert wird und erforderlichenfalls eine kostengünstige Stilllegung erfolgen kann. Daneben werden auch alle weiteren rechtlichen und tatsächlichen Entwicklungen zur Energiewende und Gasnetztransformation von den Netzbetreibern zu berücksichtigen sein, ohne dass sich aus der Festlegung hierfür eine Vorprägung ergibt (siehe Abschnitt 6.6 zu diesen Fragen).

- 172 In der Festlegung sind implizite Anreizinstrumente vorgesehen, um den Rückstellungsbestand und die Kostenbelastung der Netznutzer auf das notwendige Maß zu beschränken. Auch behält sich die Bundesnetzagentur vor, sollte es in Zukunft tatsächlich zu Maßnahmen der Stilllegung kommen (und im Einzelfall zu einem nicht vermeidbaren Rückbau), diese Kosten bei den Netzbetreibern um Hinblick auf den Effizienzmaßstab zu prüfen (siehe Abschnitt 7).
- 173 Hiermit wird auch nicht die durch die RAMEN-Festlegungen erfolgte Reduktion des umfangreichen, ehemalige Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 ARegV konterkariert. Der Sachverhalt ist auf der Ebene der Festlegung RAMEN Gas vielmehr als Regelbeispiel für  $KA_{nEu}$  angelegt. Eine abschließende Regelung erfolgte mit RAMEN zunächst nicht, da, wie die Diskussionen um das Eckpunktepapier im vorliegenden Verfahren zeigen, zunächst die weiteren Detailfragen der Regelung zu klären gewesen sind.
- 174 Nach wie vor besteht auch ein hinreichend deutlicher Anlass für die Regelung. So wird die Regelung in § 48b EnWG-E zwar dazu führen, dass der Rückbau von Gasnetzinfrastruktur auf das unvermeidbare Maß beschränkt wird. Es verbleibt jedoch der gesamte Sachverhalt der Stilllegungen sowie ein Restanteil an Rückbaukosten, die zusammen genommen einen erheblichen Kostenblock ausmachen werden, der einer regulatorischen Regelung bedarf.
- 175 Die Regelung bezieht sich vom Wortlaut nicht nur auf die Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau von Leitungen, sondern gilt auch für Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau von oberirdischen Anlagen.
- 176 Die Regelung bezieht sich lediglich auf operative Kosten (OPEX) für die konkrete Stilllegung oder den unvermeidbaren Rückbau von Anschlusspunkten oder Gasnetzinfrastruktur. Grundsätzlich umfasst die Rückstellung spätere Einzel- und notwendige Gemeinkosten für alle in diesem Zusammenhang relevanten Sachverhalte, wie z.B. für Demontage, Entsorgung, Umweltschutzmaßnahmen und Dokumentationspflichten. Sonstige Kosten im weiteren Sinne der Gasnetztransformation, wie z.B. die Ausarbeitung von Transformationsplänen, werden nicht erfasst.

177 Schließlich erfolgt eine Regelung im Hinblick auf den (regulierten) Betrieb von bestehenden Gasnetzen. Sofern von Ewigkeitskosten auszugehen ist, betrifft dies einen Sachverhalt, der außerhalb der Regelungskompetenz im Rahmen von §§ 21, 21a EnWG liegt. In diesem Zusammenhang weist die Beschlusskammer jedoch darauf hin, dass im wirtschaftlichen Kontext der Rückbau einer Anlage zu einem Zeitpunkt, in dem mittels dieser keine Umsätze mehr erwirtschaftet werden, nicht ungewöhnlich ist. Durch eine adäquate Rückstellungsbildung kann auch nach der Außerbetriebnahme eine insofern kostendeckende Vorgehensweise erfolgen.

## **6.2. Exogenität**

178 Die Exogenität eines Kostenanteils liegt nach Tenorziffer 7.2 RAMEN Gas 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. Die Exogenität kann auch anhand der Volatilität der Kostenanteile bewertet werden.

179 Die Regelung macht deutlich (siehe Rn. 913 und 915 RAMEN Gas), 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. 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.

180 Im Rahmen der Exogenität ist zudem zu untersuchen, inwiefern die Volatilität des Kostenfaktors eine exogene Prägung zur Folge hat. Hierbei ist auf eine individuelle, ökonomische Betrachtung der Volatilität eines Kostenanteils abzustellen (siehe Rn. 917 RAMEN Gas).

181 Auch wenn eine Stilllegung oder ein unvermeidbarer Rückbau exogen veranlasst sein sollte (etwa auf Kundenwunsch und nicht auf Grundlage einer Verteilernetzentwicklungsplanung, wobei letztere auch externe Einflüsse wie kommunale Wärmeplanungen widerspiegeln wird), bestehen auf die damit zusammenhängenden Kosten selbst durchaus Einflüsse. Dies gilt zumindest für die Kostenhöhe durch die Wahl der konkreten Maßnahme zur Stilllegung oder dem unvermeidbaren Rückbau sowie durch eine effiziente Umsetzung der Maßnahme. Deutlich wird das in der Spannweite, die Netzbetreiber derzeit für solche Sachverhalte in

Rechnung stellen, sofern diese nicht kostenlos erfolgt. Nach einer Umfrage der Verbraucherzentrale NRW liegt die Spannweite bei Stilllegung von Hausanschlüssen im Bereich von 85 € bis 1.520 €, beim Rückbau im Bereich von 650 € bis 4.500 €. <sup>5</sup> Zwar können aus diesen Zahlen nicht 1:1 die jeweiligen Kosten abgeleitet werden, da Netzbetreiber, die überhaupt eine Kostenbeteiligung verlangen, die Kosten ggf. nicht in Gänze in Rechnung stellen. Dennoch ergeben sich hieraus Anhaltspunkte, dass es bezüglich der verschiedenen Maßnahmen durchaus eine deutliche Einflussmöglichkeit gibt. Dies wird erst recht zukünftig gelten, wenn es vermehrt z.B. zu Stilllegungen aufgrund von Verteilernetzentwicklungsplanungen kommen wird und diese kostengünstig durch gebündelte Sammelmaßnahmen durchgeführt werden.

182 Ebenso bestehen bei unvermeidbaren Rückbaumaßnahmen erhebliche Einflussmöglichkeiten durch die Transformationsplanung des Netzbetreibers, auch zur Hebung von Synergieeffekten (z.B. Koordination mit anderen Infrastrukturmaßnahmen), die Durchführung von Ausschreibungen für die Maßnahmen sowie auch aus der Entscheidung zu Eigen- oder Fremdleistungen.

183 Bereits in RAMEN Gas wurde festgehalten, dass bei der Bewertung von  $KA_{nEu}$  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 abgestellt werden kann, wonach die Einordnung anhand der Fragestellung vorgenommen werden kann, ob bezüglich der betrachteten Kostenanteile Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Hierbei komme es in erster Linie auf die Frage an, ob unternehmerische Effizienzmaßnahmen möglich sind (Rn. 907 RAMEN Gas). Diese Unterscheidung verdeutlicht, dass die Möglichkeit von Effizienzmaßnahmen bei Ist-Kosten eher angenommen werden kann als bei der vorherigen Rückstellungsbildung.

184 Ohnehin gilt, dass in Zukunft die geordnete Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau einen wesentlichen Teilbereich der Tätigkeit der Netzbetreiber ausmachen und insofern eine neue Art der Aufgabe (bisher in der Regel als Versorgungsaufgabe bezeichnet) darstellen werden. Genau wie der (bedarfsgerechte) Ausbau der Gasnetze, der ebenso in der Regel exogen getrieben ist, kann dies nicht dazu führen, dass die (Versorgungs)aufgabe oder wesentliche

---

<sup>5</sup> Verbraucherzentrale NRW: Was kostet die Stilllegung oder der Rückbau des Gasanschlusses? (März 2025) S. 9 [https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2025-03/20250319\\_umfrage\\_gasanschluss\\_stilllegen\\_vznrw.pdf](https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2025-03/20250319_umfrage_gasanschluss_stilllegen_vznrw.pdf)

Teile davon per se einer Kostenkategorie zugeordnet werden, für die sodann regulatorisch keine Effizienzmaßstäbe mehr ansetzbar wären. Bei dieser Feststellung bleibt es auch dann, wenn die Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau als energie- und klimapolitisch induziert bezeichnet werden.

- 185 Der Einfluss auf die jetzt anstehende Rückstellungsbildung (Zuführungsbeiträge und Auflösungen) ist hingegen begrenzt, so dass diese stärker exogen geprägt ist. Wesentliche Einflussfaktoren für die Zuführungen ist zunächst ein externer Anlass für das ob (Entfall der Ewigkeitsvermutung zum Betrieb der Gasnetze). Die Höhe der Beträge bestimmt sich einerseits aus dem Zusammenspiel von Kostenschätzungen für künftige Sachverhalte und andererseits der Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts dieser Sachverhalte, also dem Umfang der später erfolgenden Stilllegungen und des unvermeidbaren Rückbaus. Insbesondere bezüglich des Umfangs der Maßnahmen, also welche Anschlüsse und Leitungen werden zu welchem Zeitpunkt betroffen sein und welche Maßnahmen werden hier möglich oder vorgegeben sein, besteht nur ein eher geringer Einflussfaktor für Netzbetreiber. Jedoch sind auch hier Einflussmöglichkeiten gegeben, so durch Verteilernetzentwicklungspläne oder die kostengünstige Bündelung von z.B. Stilllegungsmaßnahmen.
- 186 Dementsprechend erfolgt eine Differenzierung zwischen den Stilllegungskosten selbst, auf die durchaus Einflüsse bestehen, und der im Vorfeld erfolgenden Rückstellungsbildung, welche stärker exogen geprägt ist. Die differenzierte Betrachtung von einerseits der Rückstellungsbildung und andererseits den Ist-Kosten der späteren Maßnahmen führt dazu, dass auch differenzierte Anreizinstrumente vorgesehen werden könnten (siehe Abschnitt 7). Auch ein Abstellen auf das Kriterium der Volatilität im Rahmen der Exogenität führt dazu, die Exogenität nur bezüglich der Zuführungen und Auflösungen zu bejahen, da diese deutlichen Schwankungen unterliegen werden. Bezüglich der verbleibenden Ist-Kosten, die nicht durch Rückstellungen gedeckt sein sollten, ist nicht von einer solchen Volatilität auszugehen (siehe hierzu Abschnitt 6.4).
- 187 Bezüglich des Einwandes, dass bei einem Transformationspfad bis 2045 bereits jetzt zurückgebaut werden müsste und daher die Ist-Kosten bereits jetzt als  $KA_{nEu}$  anzuerkennen seien, hält die Beschlusskammer fest, dass bezüglich der auf Verteilernetzentwicklungsplanungen basierenden Stilllegung von Anschlüssen zurzeit eine Ankündigungsfrist von 10 Jahren in § 17k EnWG-E vorgesehen ist. Vor diesem Hintergrund ist mit vermehrten Stilllegungen erst in den 2030er Jahren zu rechnen. Bis dahin erfolgenden

Stilllegungen können auch angesichts der ab der sechsten Regulierungsperiode absehbar verkürzten Zeit von 3 Jahren über das Budgetprinzip abgewickelt werden (zu Aspekten des Effizienzvergleichs siehe Abschnitt 6.3). Sofern wie vorgebracht einzelne Maßnahmen der Stilllegung oder der Rückstellung nicht durch Rückstellungen gedeckt sein sollten, sollte es sich nach der vorliegenden Gesamtsystematik um Einzelfälle handeln. Schließlich besteht nunmehr für Netzbetreiber die Möglichkeit, durch eine vorausschauende Planung den Anfall der Maßnahmen aufgrund der Gasnetztransformation in den kommenden Jahrzehnten sorgfältig zu planen und entsprechende Rückstellungen zu bilden und in den Entgelten einzupreisen.

### **6.3. (Fehlende) Gleichartigkeit**

- 188 Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils liegt nach Tenorziffer 7.3 RAMEN Gas in der Regel vor, wenn der Kostenanteil in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils indiziert, dass eine Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich nach Tenorziffer 10 RAMEN Gas möglich ist.
- 189 Stilllegungen werden aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen und Stilllegungsplanungen, auch vor dem Hintergrund teils früherer Klimaziele in den Ländern und einzelnen Kommunen, regional in unterschiedlicher Ausprägung und Geschwindigkeit ablaufen. Dies gilt auch für unvermeidbaren Rückbau. Vor diesem Hintergrund sind über lange Sicht zwar die meisten Netzbetreiber von Rückstellungsbildungen betroffen, allerdings aufgrund des unterschiedlichen zeitlichen Vorlaufs bis zur Stilllegung bzw. zum Rückbau nicht in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise. Aus dieser Betrachtung ergibt sich auch, dass trotz dieser Unterschiede es keine Unterschiede zwischen den Netzbetreibern gibt, sofern eine hinreichende Rückstellungsbildung erfolgt. Werden die Maßnahmen durch eine Inanspruchnahme der zuvor gebildeten Rückstellungen finanziert, stellt sich dies für den Netzbetreiber insoweit neutral dar, unabhängig vom Zeitpunkt und Umfang der Maßnahmen.
- 190 Für eine Klassifizierung als  $KA_{nEu}$  spricht in diesem Zusammenhang auch der Umstand, dass die Rückstellungsbildung im Effizienzvergleich outputseitig kaum sachgerecht abgebildet werden kann. Denn sinnvolle Vergleichsparameter lassen sich erst in Bezug auf die konkreten umgesetzten Maßnahmen bilden (siehe hierzu die entsprechend bereits angelegte Datenabfrage für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode).

- 191 Es ist damit davon auszugehen, dass die Einbeziehung von Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbarem Rückbau zu einer Verzerrung des Effizienzvergleichs führen würde.
- 192 Wie bereits erläutert, ist eine (fehlende) Gleichartigkeit bezüglich der Ist-Kosten hingegen nicht absehbar. So werden Netzbetreiber in der Regel ähnlich von Sachverhalten betroffen sein wie z.B. einzelnen Kunden, die früher als angenommen aus dem Gasnetz aussteigen. Da der überwiegende Teil der Maßnahmen über die Rückstellungen finanziert sein wird, ist insofern nicht von einer fehlenden Gleichartigkeit auszugehen. Bei der Umsetzung der Einzelmaßnahmen bzw. auch von gebündelten Maßnahmen bestehen wiederum für alle Netzbetreiber grundsätzlich die gleichen Effizienzpotentiale, um die Maßnahmen kostengünstig durchzuführen.
- 193 Generell gilt zudem, dass das Kriterium der (fehlenden) Gleichartigkeit zwar auf den Effizienzvergleich und dessen Durchführbarkeit abstellt, jedoch ebendiese Durchführbarkeit gerade im Hinblick auf die strukturelle Vergleichbarkeit vor jeder Regulierungsperiode ohnehin zu überprüfen ist (Tenorziffer 2.2 der Festlegung GBK-25-02-2#1 vom 08.12.2025).

#### **6.4. Volatilität**

- 194 Nach Tenorziffer 7.4 RAMEN Gas kann die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen.
- 195 Während das Kriterium innerhalb der Exogenität hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen anknüpft, erfolgt bei der Bewertung als eigenes Kriterium wie beim Kriterium der (fehlenden) Gleichartigkeit eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich (siehe Rn. 917 RAMEN Gas). 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.
- 196 Es ist davon auszugehen, dass es zu Volatilität der Zuführungen und Auflösungen kommen kann. Die Höhe der jährlich zu bildenden Rückstellungen hängt im Wesentlichen von der Dauer der zur Verfügung stehenden Zeit bis zur Stilllegung bzw. zum unvermeidbaren Rückbau sowie der Höhe des Erfüllungsbetrages ab. Die Höhe des Erfüllungsbetrags, der zu Beginn der Stilllegungsplanung zu prognostizieren ist, kann dabei erheblichen Schwankungen

unterliegen. Entwickelt sich beispielsweise die Inflation anders als prognostiziert oder steigen die Baukosten stärker als erwartet, können schon kleinere Abweichungen erhebliche Auswirkungen auf einen ggf. weit in die Zukunft prognostizierten Erfüllungsbetrag haben. Da die Zinsen nicht als  $KA_{nEu}$  anerkannt werden sollen, kommt es auf daraus resultierende Effekte bei der Bewertung der aber auch im Übrigen bestehenden Volatilität nicht an.

197 Diese Form der Volatilität verstärkt die Wertung, dass eine Belassung als beeinflussbarer, dem Effizienzvergleich unterliegender Kostenanteil nicht sachgerecht wäre.

198 Eine derartige Volatilität ist hingegen bei den Kostenanteilen, die nicht durch eine Rückstellung gedeckt sein sollten, nicht gegeben. Soweit hier auf die Kostenentwicklung im Zeitverlauf der Rückstellungsbildung abgestellt wurde, etwa Inflation und Baukosten, aber auch sonstige Faktoren wie rechtliche oder technische Vorgaben, sind diese Aspekte bereits im Verlauf des Aufbaus der Rückstellungsbildung abzubilden und werden als  $KA_{nEu}$  anerkannt. Zudem würden sich diese Faktoren über alle Netzbetreiber ähnlich entwickeln. Soweit hier auf die Zinsentwicklung abgestellt wurde, ist dies nicht relevant, da der gesamte Zinsanteil über den WACC abgewickelt wird. Auch bezüglich der Ist-Kosten sollte aus systematischen Gründen die Prämisse sein, dass diese ganz überwiegende Finanzierung aus bereits gebildeten Rückstellungen erfolgt. Laufende Stilllegungsmaßnahmen etwa aufgrund der Umstellung auf alternative Energieträger sind zudem ein grundsätzlich in Summe gleichmäßiger Prozess, dessen Verlauf über eine absehbare dreijährige Regulierungsperiode abgebildet werden kann. Zudem ist davon auszugehen, dass sich in den kommenden Jahren die rechtlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen der Gasnetztransformation so weit verdichten werden, dass Netzbetreiber verlässliche Kostenprognosen werden anstellen können.

## **6.5. Gesamtabwägung**

199 In der Gesamtabwägung besteht zwar nur eine exogene Prägung der Kostenanteile für Zuführungen und Auflösungen der Rückstellungen. Entscheidend ist jedoch, dass es eine fehlende Gleichartigkeit gerade im Hinblick auf den Zeitverlauf und die Volatilität deutlich zu bejahen ist. Zwar ist im Rahmen des Regulierungsermessens zwar einerseits besonderer Fokus auf das Kriterium der Exogenität zu legen, zumal dieses Kriterium sich deutlich am Wortlaut der rechtlichen Vorgaben orientiert. Gleichzeitig sind im Rahmen des Regulierungsermessens auch die Kriterien der Volatilität und der Gleichartigkeit im Hinblick auf die Fragestellungen zum Effizienzvergleich zu erörtern (siehe Rn. 918 RAMEN Gas). Auf der Grundlage dieser Wertung ist die Einstufung als  $KA_{nEu}$  abschließend zu bejahen.

## **6.6. Einschränkung auf unvermeidbaren Rückbau**

- 200 Der Wortlaut der Regelungen stellt sicher, dass lediglich in begrenztem Rahmen Kosten für notwendige Stilllegungen und für unvermeidbaren Rückbau regulatorisch anerkannt werden. Kosten für einen nicht erforderlichen Rückbau sollen durch die Regelung nicht erfasst werden. Die Beschlusskammer hält daran fest, diesbezüglich an die Regelung nach § 48b EnWG-E anzuknüpfen, die die Frage, welcher Rückbau unvermeidbar sein wird, abschließend regeln wird.
- 201 Entgegen einigen Forderungen kann an diese Stelle keine eigene regulatorische Definition des unvermeidbaren Rückbaus treten, auch nicht bis zum Inkrafttreten des Gesetzes. Es kommt bei der Frage der Unvermeidbarkeit auf eine faktische Entscheidung an, deren Grundlage im Wesentlichen § 48b EnWG-E bildet. Besteht bzw. wird eine Duldungspflicht bestehen, so wäre der Rückbau vermeidbar. Besteht keine Duldungspflicht und wird ein Rückbau verlangt, muss dieser auch durchgeführt werden, sofern dies den rechtlichen Maßgaben entspricht.
- 202 Aufgrund der absehbaren Regelungswirkung des § 48b EnWG-E wird dem Grunde nach nur ein Ansatz für Rückstellungen für (absehbare) Stilllegungen erfolgen sowie ein Ansatz für Rückstellungen, die aufgrund der Umstände nicht vermeidbar sein sollten.
- 203 In diesem Zusammenhang ist auch nicht relevant, auf wessen oder auf welche Initiative die Forderung nach einem Rückbau kommt. Entscheidend wird sein, ob es hierfür eine rechtliche Grundlage gibt und ob dieser eine Duldungspflicht nach § 48b EnWG-E entgegensteht. Die im Rahmen der Konsultation genannten Beispiele eines Kundenwunsches oder einer behördlichen Anordnung fallen hierunter. Sodann wäre es aus Gründen der Kosteneffizienz nicht nachvollziehbar, wenn Netzbetreiber für vermeidbaren Rückbau Rückstellungen bilden oder sogar entsprechende Maßnahmen durchführen. Dies wäre volkswirtschaftlich höchst ineffizient. Sofern einige Stellungnahmen so zu verstehen sein sollten, dass Netzbetreiber durch einen Rückbau aktiv die Gasnetztransformation forcieren, wäre eine regulatorische Anerkennung der Kosten fraglich. So geht es weder bei der Festlegung BRÜCKEN, noch bei den entsprechenden Entscheidungen der Netzbetreiber darum, eventuelle politische Zielvorgaben auf Kosten der Netznutzer überzuerfüllen. Die Maßnahmen haben sich vielmehr innerhalb der rechtlichen Rahmenbedingungen von insb. der kommunalen Wärmeplanung und den Verteilernetzentwicklungsplänen zu bewegen. Hierbei ist stets das Primat der Kosteneffizienz zu erfüllen und eine kostengünstige Stilllegung einem vermeidbaren Rückbau vorzuziehen.

## **6.7. Zinsaufwendungen und -erträge**

204 Neben den Zuführungen und Auflösungen für Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau werden die darauf bezogenen Zinsaufwendungen und Zinserträge nicht als  $KA_{nEu}$  erfasst. Zinseffekte werden demnach, anders als bei den nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2 von RAMEN Gas als  $KA_{nEu}$  anerkannten Versorgungsleistungen, nicht individuell nachgefahren. Auch im Ausgangsniveau sollen die Zinseffekte nicht gesondert berücksichtigt werden, sondern insgesamt mit dem WACC-Ansatz abgebildet werden. Dies wurde im Rahmen der Konsultation des Eckpunkteapiers als sachgerecht bewertet. Die Vorgehensweise ist im WACC-Ansatz systemimmanent und trägt zu Vereinfachung bei. Außerdem wird so ein implizites Anreizinstrument im Hinblick auf die Höhe der Rückstellungsbildung ermöglicht (siehe Abschnitt 7.1).

## **6.8. Erlöse**

205 Sofern Erlöse von Anschlussnehmern absehbar sein sollten (vgl. jedoch OLG Oldenburg, Urteil vom 14.11.2025, 6 UKL 2/25), dürften insoweit keine Rückstellungen angesetzt werden. Etwaige Erlöse, deren Zulässigkeit jedoch fraglich ist, könnten erforderlichenfalls über das Ausgangsniveau kostensenkend berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 6.2 zur Frage des eher stetigen Anfalls entsprechender Kosten-, hier Erlösbestandteile).

## **6.9. Pachtverhältnisse**

206 Die Beschlusskammer hat die Anregung der Erweiterung der Regelung auf Pachtverhältnisse in Tenorziffer 2.1 umgesetzt. Sollte die Rückstellung beim Verpächter aufgebaut und geführt werden, kann also dennoch eine Anerkennung in den Netzkosten erfolgen. Die Beteiligten hätten sodann individuell zu vereinbaren, inwiefern über das Pachtentgelt eine Weiterleitung Einnahmen zu Gunsten des Verpächters erfolgt.

## **6.10. Ansatz von Ist-Kosten (t-2)**

207 Gemäß Tenorziffer 2.1 Satz 2 ist bei der Anpassung der Erlösobergrenze auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten und Erlöse abzustellen (Ist-Werte des Jahres t-2).

208 Damit wird der mit der Festlegung RAMEN Gas verfolgten Grundkonzeption entsprochen, wonach bei  $KA_{nEu}$  in der Regel ein Ist-Kosten-Ansatz erfolgt. Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t-0 mit Planwerten) solle im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben. Die mit RAMEN Gas verfolgte Grundkonzeption spricht hierbei gegen die Ausweitung der zeitgleichen

Anerkennung (t0) (siehe Rn. 998 sowie 832 ff. RAMEN Gas). In Bezug auf die Anerkennung und Anpassung von Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau liegt eine solche Ausnahme nicht vor. Eine Vereinfachung wäre in diesem Fall nicht zu erreichen. Denn im Gegensatz zu beispielsweise den vorgelagerten Netzkosten liegen diese Werte zum Zeitpunkt der Entgeltbildung nicht nahezu abschließend vor.

209 Im Zuge der Konsultation des Eckpunktepapiers erfolgt auch seitens der Netzbetreiber sowohl eine Aussprache für den Ansatz von Ist-Kosten (t-2) und wie auch ein Ansatz von Plankosten (t0). Soweit ein Ist-Kosten-Ansatz vertreten wurde, wurde eine Systemumstellung für das Ende der Laufzeit gefordert.

210 Gerade angesichts der hohen Volatilität und der noch bestehenden Unsicherheiten in den Anfangsjahren des Aufbaus der Rückstellung ist ein Ist-Kosten-Ansatz vorzuziehen. Dies führt auch zu einem geringeren operativen Aufwand, da die erweiterte Schätzung von künftigen Rückstellungssachverhalten und der Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto entfällt. Die Diskussion des Sachverhalts zeigt, dass bezüglich dieser Kostenposition mittelfristig eine Systemumstellung erforderlich sein wird. Hierbei wird jedoch auch deutlich, dass eine solche Umstellung nicht isoliert auf einzelne Kostenpositionen erfolgen sollte, sondern, wie in den Stellungnahmen im Übrigen auch gefordert, die Regelungen stets das Gesamtkonzept und alle Rahmenbedingungen der Gasnetztransformation berücksichtigen sollten. Hierfür sollte eine verlässliche Sachverhaltsklärung die Grundlage sein, was weitere Fortschritte bei der Setzung der Rahmenbedingungen der Gasnetztransformation erfordert (wie kommunale Wärmeplanungen und Verteilernetzentwicklungspläne), die zur Zeit noch nicht vorliegen.

211 Zwar hätte ein Plankostenansatz den Vorteil, dass eine jetzt noch größere Menge mit den Kosten belastet werden würde, d.h. die individuelle Last reduziert wäre. Jedoch ginge dies aufgrund der faktischen Ausgangslage stets mit kumulierten Effekten in der besonders unsicheren Anfangsphase des Rückstellungsaufbaus einher. Für einen Plankostenansatz ohne sprunghafte Effekte hätte dieser bereits im Herbst 2024 final entschieden sein müssen, um die Plankosten des Jahres 2025 in der Erlösobergrenze des Jahres 2025 zu berücksichtigen. Jedoch ist die handelsrechtliche Ursache des Kostenansatzes erst im Verlauf des Jahres 2025 aufgetreten. Dieser Umstand zeigt die hohe Volatilität der Effekte, so dass ohnehin unklar wäre, wie ein Plankostenansatz verlässlich zu ermitteln wäre. Soweit im bisherigen oder neuen System ein Plankostenansatz vorgesehen war, erfolgte dies bei Kostenpositionen, bei denen

eine verlässliche Kostenprognose erfolgen konnte, insbesondere bei den vorgelagerten Netzkosten, die letztlich im Rahmen der Veröffentlichungskaskade nahezu sicher feststanden.

212 Es liegt mit der systemkonformen Regelung mit dem Ist-Kosten-Ansatz, der auch für andere Positionen gilt, eine hinreichende Refinanzierungsmöglichkeit über die Netzentgelte vor. Dies entspricht auch dem Sachverhalt der Versorgungsleistungen, wobei bisher und auch nach RAMEN Gas auf Ist-Werte abzustellen ist. Auch dieser Sachverhalt ist deutlich durch Rückstellungen geprägt, ohne dass hinsichtlich der Versorgungsleistungen eine Finanzierungslücke zu befürchten wäre. Der Vergleich verdeutlicht, dass auch bezüglich anderer Positionen eine Systemanpassung mittelfristig erfolgen müsste, um eine kongruente Endphase der Gasnetztransformation zwischen Kunden, Mengen, Kosten und Refinanzierung zu ermöglichen.

### **6.11. Übergangsregelung nach Tenorziffer 2.2**

213 Tenorziffer 2.2 sieht eine Übergangsregelung vor, die eine vollständige Berücksichtigung der Ist-Kosten ab dem Jahr 2025 in den Erlösbergrenzen der Netzbetreiber ermöglicht. Im Einklang mit der Entscheidung zu einem Ist-Kosten-Ansatz ist hierbei keine Anpassung des Regulierungsrahmens für die vierte Regulierungsperiode erforderlich.

214 Hierbei handelt es sich um einen Sondersachverhalt im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation und der zur Kenntnis der Beschlusskammer nunmehr bereits in 2025 anstehenden erstmaligen Bildung entsprechender Rückstellungen in ggf. erheblichem Umfang aufgrund des absehbaren Wegfalls der sogenannten Ewigkeitsvermutung für den Betrieb der Gasnetze. Eine Übertragbarkeit des Sachverhalts und der Ausnahmeregelung auf sonstige Fragen der Kostenregulierung im Strom- oder Gassektor liegt grundsätzlich nicht vor.

215 Ohne die Übergangsregelung könnten erstmalig im Jahr 2028 die Ist-Kosten des Jahres 2026 berücksichtigt werden. Im Zuge der Konsultation des Eckpunktepapiers wurde die Übergangsregelung erweitert. Netzbetreiber können in materieller Hinsicht wählen, ob die Ist-Kosten des Jahres 2025 im Jahr 2028 oder anteilig in den Jahren 2028 bis 2030 angesetzt werden. Hierbei sollten Netzbetreiber alle Faktoren für ihre Erlösbergrenzen berücksichtigen, insb. die Salden der Regulierungskonten und die fortlaufenden Auswirkungen der verkürzten kalkulatorischen Nutzungsdauern, um einerseits Entgeltsprünge zu vermeiden und andererseits einen möglichst frühzeitigen Ansatz der Kosten zu ermöglichen.

216 In Tenorziffer 2.2 Satz 2 wird sodann die Verzinsung und die ggf. erfolgende annuitätische Verteilung der Ist-Kosten des Jahres 2025 geregelt. Die Verzinsung erfolgt ab dem Jahr 2027, da im Normalfall beim Ist-Kosten-Ansatz diese ohne Aufzinsung in die Erlösobergrenze einfließen. Bezüglich der Verzinsung würde für das Jahr 2027 ein Anfangsbestand von 0 € und für den Endbestand ein Ansatz der Ist-Kosten des Jahres 2025 gelten. Der maßgebliche Zinssatz entspricht dem für das Regulierungskonto nach neuer Rechtslage, hier auf das Jahr 2027 bezogen. Auch bezüglich dem Jahr 2028 bzw. der ggf. anzusetzenden Annuität wäre dieser Zinssatz anzusetzen.

217 Bezüglich der Forderungen, statt der Übergangsregelung die Rechtslage für die vierte Regulierungsperiode anzupassen, wird auf die Ausführungen unter Abschnitt 6.10 verwiesen. Sofern Netzbetreiber bereits vor dem Jahr 2025, insb. im Basisjahr 2020, entsprechende Rückstellungen gebildet haben (sollten), erfolgte einerseits in der Regel eine Kürzung durch die Regulierungsbehörden, da zum damaligen Zeitpunkt auf die Ewigkeitsvermutung abzustellen war, andererseits würden sich diese Kosten bei einer Anerkennung ohnehin im Rahmen des Budgetprinzips bewegen und würden als wiederverdient gelten. Ab dem Jahr 2028 kann sodann die Regelung an den Ist-Bestand der Rückstellung anknüpfen, da dieser als verdient gilt. Sollten Netzbetreiber völlig atypischen Konstellationen unterliegen und z.B. einen erheblichen Rückstellungsbestand im Jahr 2024 gebildet haben, könnte dies bei der Prüfung des Regulierungskontos im Hinblick auf etwaige Auflösungen berücksichtigt werden, sofern die Bestände nachweislich weder im Rahmen des Budgets bis zur vierten Regulierungsperiode noch im Rahmen der Regelung als  $KA_{nEu}$  vereinnahmt wurden.

## **6.12. Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss**

218 Die Beschlusskammer hält im Lichte der Konsultation des Eckpunktepapiers daran fest, dass die Regelung inhaltlich an den entsprechenden Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG und die dort ausgewiesenen Rückstellungen anknüpft. Auch wenn handelsrechtlich eine granulare Darstellung nicht erfolgen sollte, kann in regulatorischen Verfahren ein detaillierter Ausweis der Rückstellungen erfolgen, die die „sonstigen Rückstellungen“ ausmachen. Im Zusammenhang mit der Jahresabschlussprüfung werden derartige kleinteiligeren Bewertungen erfolgen. Die Beschlusskammer geht nicht davon aus, dass hierbei pauschale Rückstellungen etwa für den gesamten Rückbau des Gasnetzes ausgewiesen und testiert werden könnten.

219 Lediglich in besonderen Einzelfällen wäre eine regulatorische Kürzung von Zuführungen zum Rückstellungsbestand denkbar. Im Übrigen wird sich aufgrund der Regelung in § 48b EnWG-E jedoch ein sachgerechter Rückstellungsbestand ergeben, der regulatorisch berücksichtigt werden kann. Sollte im Einzelfall eine Zuführung nicht akzeptiert werden, müsste im Folgenden ein parallel zum handelsrechtlichen Bestand ein regulatorischer Rückstellungsbestand dauerhaft nachgehalten werden. Etwaige regulatorische Anpassungen von handelsrechtlichen Zuführungen wären sodann beim Ansatz der etwaigen späteren Auflösungen der Rückstellungen zu berücksichtigen.

## **7. Vorbehalt von Anreizinstrumenten (Tenorziffer 3)**

220 Gemäß Tenorziffer 3 bleiben verschiedene Anreizinstrumente vorbehalten.

### **7.1. Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung**

221 Das im Eckpunktepapier skizzierte Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung mittels eines Aufschlags auf die Auflösungsbeträge wurde nicht in der Festlegung implementiert. Dieses oder alternative Anreizinstrumente bleiben jedoch gemäß Tenorziffer 3 vorbehalten.

222 Die Konsultation des Eckpunktepapiers hat gezeigt, dass es einen grundsätzlichen Bedarf für Anreizinstrumente gegen überhöhte Rückstellungen, idealerweise in Verbindung mit einem Anreizinstrument gegen zu geringe Rückstellungsbestände, grundsätzlich geben kann. Die Beschlusskammer hält auch im Lichte der Stellungnahmen an der Wertung fest, dass durch die Einstufung des Sachverhalts als  $KA_{nEu}$  die Netzbetreiber grundsätzlich weitgehend frei von Risiken gestellt werden.

223 Die Komplexität und die regulatorischen Einzel- und Folgefragen des Anreizinstruments als Nachteile überwiegen jedoch nach der derzeitigen Einschätzung die Vorteile. Gerade in der kommenden Anfangsphase der Gasnetztransformation besteht noch eine hohe Prognoseunsicherheit im Hinblick auf Zielpfade, Abläufe und Maßnahmen, so dass es zu erheblichen Korrekturen der Rückstellungsbestände kommen kann, auf die Netzbetreiber grundsätzlich keinen Einfluss hätten. Zudem bestünde das Risiko, dass Netzbetreiber versuchen könnten, Auflösungen künstlich zu vermeiden, um den Aufschlag nicht anzusetzen (etwa durch einen überhöhten Ist-Kosten-Ansatz bei der Durchführung von Maßnahmen). Die Einführung eines solchen Instruments muss auch gegen den daraus folgenden Nachteil abgewogen werden, dass zu geringe Rückstellungsbestände gebildet werden könnten. Hierbei

müsste, um einen zu geringen Rückstellungsbestand zu verhindern, möglichst parallel ein weiteres Anreizinstrument eingeführt werden und ggf. würden die Instrumente nicht als reines Malus-System ausgestaltet werden, sondern würden besonders effizientes bzw. vorausschauendes Verhalten der Netzbetreiber belohnen. Darüber hinaus wäre näher zu erörtern, inwiefern Ausnahmetatbestände bei der Regelung vorgesehen werden müssten.

224 Zudem wiegt das Argument des Liquiditätsentzugs bei den Netznutzern aufgrund der Zinseffekte weniger stark, zumal der im Rahmen der Rückstellungsführung anzusetzende Zinssatz in der Regel sogar als vergleichsweise hoch zu bewerten ist verglichen mit z.B. einer sicheren Anlagemöglichkeit.

225 Schließlich erachtet die Beschlusskammer bis auf weiteres den indirekten Anreizmechanismus aus dem WACC-Ansatz als ausreichend. Da der Zinsaufwand nicht als  $KA_{nEu}$  eingestuft ist, müssen Netzbetreiber diesen über das Zinsbudget aus dem WACC finanzieren. Aus dem pauschalen WACC-Ansatz ergibt sich also ein Anreiz, möglichst wenig Zinsaufwand zu generieren und also auch den Rückstellungsbestand eher gering zu halten. In diesem Zusammenhang gilt, dass bei einer Auflösung der Rückstellung die Netznutzer von einem entsprechenden entgeltmindernden Effekt profitieren einschließlich dem Betrag des Zinsaufwandes, den der Netzbetreiber zuvor aus dem WACC finanzieren musste.

226 Ohnehin gilt, dass durch die Anknüpfung an handelsrechtliche, von Wirtschaftsprüfern geprüfte und testierte Rückstellungsbestände auch neben der regulatorischen Prüfung ein Sicherungsinstrument im Hinblick auf die Sachgerechtigkeit der Ansätze besteht.

## **7.2. Anreizinstrumente gegen eine zu geringe Rückstellungsbildung**

227 Im Zuge des Eckpunktepapiers wurde ein mögliches Anreizinstrument skizziert, dass an den etwaigen Mehraufwand im Zuge von Maßnahmen anknüpft. Die Beschlusskammer hält an der Bewertung fest, dass der Sachverhalt vorerst, insb. für die fünfte Regulierungsperiode, jedoch nicht regelungsbedürftig ist. Aufgrund des Verzichts eines expliziten Anreizinstruments gegen überhöhte Rückstellungsbildungen besteht auch eine geringere Notwendigkeit, ein Anreizinstrument gegen zu geringe Rückstellungsbildungen unmittelbar zu etablieren. Auch hier gilt, dass durch die Anknüpfung an handelsrechtliche, von Wirtschaftsprüfern geprüfte und testierte Rückstellungsbestände und dem handelsrechtlichen Vorsichtsprinzip grundsätzlich davon ausgegangen werden könnte, dass ein hinreichender Rückstellungsbestand aufgebaut wird, der den aktuellen Stand der Gasnetztransformation und entsprechende Prognosen berücksichtigt.

228 Sofern entsprechender Mehraufwand in der Zwischenzeit anfällt, kann dieser über das Budgetprinzip abgewickelt werden (siehe hierzu auch Abschnitt 6.2 zur begrenzten Bedeutung von nicht durch Rückstellungen gedeckten Kosten). In diesem Zusammenhang besteht auch aufgrund von auch jetzt schon üblichen und laufenden wie dem Einbau von Wärmepumpen ein stetiger Bestand an Ist-Kosten innerhalb des Budgets. Hierbei ist davon auszugehen, dass sich bei den Ist-Maßnahmen ein stetiger Aufbau der Fallzahlen ergeben wird, der, bezüglich des nicht von Rückstellungen gedeckten Teils, über das Basisjahrprinzip abgewickelt werden kann, auch angesichts perspektivisch verkürzter Regulierungsperioden. Die Alternative Vorgehensweise des vollständigen Herauslösens des Mehraufwands aus dem Budget würde hingegen eine aufwändige Bereinigungsrechnung im Hinblick auf Einzel- und Gemeinkosten der Maßnahmen nach sich ziehen, die die Vereinfachungsbestrebungen zum Regulierungssystem deutlich konterkarieren würde. Für eine derartige Bereinigung bestünde auch keine nach Datengrundlage nach § 6b EnWG in Form von testierten Angaben, da es sich um eine gewöhnliche Geschäftstätigkeit innerhalb des Gasnetzbetriebs handelt. Netzbetreiber hätten ein hohes Interesse, die überhöhte Kostenansätze anzugeben, um einen möglichst großen Teil ihrer Kosten als  $KA_{nEu}$  auszuweisen.

229 Zudem weist die Beschlusskammer darauf hin, dass aus systematischen Gründen keine Ungleichbehandlung der Maßnahmen besteht, die durch Rückstellungen oder (im Ausnahmefall) durch das Budget gedeckt werden. Denn die Beschlusskammer stellt abermals klar, dass eine Anerkennung der Zuführungen und Auflösungen von Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau nicht bedeutet, dass Netzbetreiber hierdurch einen „Freifahrtschein“ für die Durchführung der Maßnahmen erhalten, wie der Ausblick auf das Anreizinstrument für Ist-Kosten auch deutlich macht. Vor diesem Hintergrund können vergleichbare Effizienzmaßstäbe für die Maßnahmen gelten, unabhängig davon, ob diese durch die Inanspruchnahme einer Rückstellung oder als Mehraufwand über das Budget finanziert werden.

### **7.3. Anreizinstrument bezogen auf Ist-Kosten**

230 Wie erörtert, besteht die Möglichkeit eines Anreizinstruments bezogen auf Ist-Kosten. Hierbei käme es zu einem Abgleich zwischen den Ist-Kosten und den zu ermittelnden effizienten Kosten. Ein solches Instrument könnte unabhängig davon ausgestaltet werden, ob eine Finanzierung durch die Inanspruchnahme einer Rückstellung erfolgt. Denn die Einstufung der

Zuführungen und Auflösungen als  $KA_{nEu}$  bedeute nicht, dass der Sachverhalt dauerhaft bzw. insgesamt einer regulatorischen Effizienzprüfung entzogen ist.

231 Hierbei teilt die Beschlusskammer nicht die Einschätzung, dass Netzbetreiber im natürlichen Monopol ein intrinsisches Motiv hätten, diese Tätigkeit mit höchstmöglicher Kosteneffizienz durchzuführen. Die grundsätzliche Einstufung der Zuführungen als  $KA_{nEu}$  könnte vielmehr dazu führen, dass Ist-Kosten in Höhe der Rückstellungen sich für Netzbetreiber als reiner durchlaufender Posten erweisen, zumal Auflösungen erlösobergrenzenmindernd wirken.

232 Da zurzeit nicht absehbar ist, ob und wie die Effizienzvergleiche in den künftigen Regulierungsperioden ausgestaltet werden, bleibt jedenfalls ein ggf. erforderliches zusätzliches Anreizinstrument vorbehalten. Wie die Diskussionen zum OPEX-Aufschlag im Stromsektor für die fünfte Regulierungsperiode gezeigt haben, bestehen auch verschiedene Ansatzpunkte, um OPEX-lastige Sachverhalte mit effizienten Kosten zu bewerten.

## **8. Gesamtabwägung**

233 Die Beschlusskammer hat die Vor- und Nachteile der in dieser Festlegung gefundenen Lösungen für den Sachverhalt der Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau intensiv erörtert und dabei die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer umfassend gegeneinander abgewogen.

234 Mit der Regelung erfolgt ein grundsätzlich kostenorientierter Ansatz, der sich bezüglich der Transparenz im Rahmen der üblichen Anpassungsmechanismen der Erlösobergrenzen bewegt. Der Ansatz ist grundsätzlich verbraucherfreundlich, da er insbesondere eine zeitnahen Rückstellungsaufbau ermöglicht und nicht am Ende verbleibende Netznutzer mit erheblichen Entgeltsteigerungen belastet. Anreizinstrumente bestehen entweder implizit über den Zinsaufwand im Rahmen der Führung des Rückstellungsbestand im Zusammenhang mit dem WACC oder wurden deutlich vorskizziert und bleiben für künftige Regulierungsperioden vorbehalten. Dies gilt insb. für einen Ansatz der Prüfung von Ist-Kosten auf Effizienz, und zwar auch für den Fall, dass diese durch die Inanspruchnahme einer Rückstellung vorfinanziert wurden.

235 Auch bezüglich der Übergangsregelung zu Ist-Kosten des Jahres 2025 hat die Beschlusskammer eine ausgewogene Regelung geschaffen, die Entgeltsprünge vermeidet und individuelle Besonderheiten bei der Entwicklung der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber berücksichtigt.

236 Die Regelungen sind für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogen und insgesamt  
verhältnismäßig (Art. 12, 14 GG)

### **9. Verfahrensvorschriften**

237 Die Festlegung enthält keine Verfahrensvorschriften.

### **10. Kosten (§ 91 EnWG)**

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

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

239 Da die Festlegung gegenüber einer Gruppe von Netzbetreibern erfolgt, nimmt die  
Beschlusskammer, 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.

## **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

Beisitzer

Beisitzer