



Große Beschlusskammer Energie

Aktenzeichen: GBK-24-02-2#1

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a) und f) und S. 5 EnWG und § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 6, 11 und 12 sowie S. 4 EnWG

wegen **Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0)**

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

durch

den Vorsitzenden	Präsident der Bundesnetzagentur Klaus Müller,
die Beisitzerin	Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Dr. Christian Schütte,
die Beisitzerin	Anne Christine Zeidler
und die Beisitzerin	Dr. Annegret Groebel

am 25.09.2024 beschlossen:

1. Adressaten

Diese Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung).

2. Nutzungsdauern

¹Abweichend von Anlage 1 der GasNEV beträgt im Rahmen der Bestimmung der Abschreibungszeiträume nach § 6 Abs. 5 GasNEV die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung für alle Anlagengruppen 2035¹ minus t Jahre, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. ²Satz 1 gilt nicht, sofern für eine Anlagengruppe die niedrigste in der Anlage 1 der GasNEV vorgesehene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer kleiner als die Nutzungsdauer nach Satz 1 ist.

3. Degressive Abschreibungen

¹Ergänzend zur linearen Abschreibungsmethode nach § 6 Abs. 2 S. 1 und Abs. 4 GasNEV können die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen nach § 6 Abs. 2 GasNEV und der Neuanlagen nach § 6 Abs. 4 GasNEV mittels der degressiven Abschreibungsmethode mit einem Abschreibungssatz von 8 bis 12 %² ermittelt werden. ²Zur Bestimmung des Wechsels von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode

¹ Ein Nutzungsdauerende vor dem Jahr 2045 darf in der Regel nur angesetzt werden, sofern und soweit landesrechtliche Vorgaben für das Netzgebiet eines Netzbetreibers zur Minderung von Treibhausgasemissionen im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität wie in § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), jedoch zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 bestehen oder sich für einen Netzbetreiber entsprechende Vorgaben aus einem kommunalen Beschluss oder vergleichbaren exogenen Rahmenbedingungen ergeben, siehe hierzu die Ausführungen bei Randnummer 242 ff. Jede Änderung von Nutzungsdauern ist nach wie vor begründungspflichtig.

² Die Ausführungen in der Fußnote 1 zur Begründungspflicht gelten sinngemäß für die Auswahl und Begründung einer degressiven Abschreibung, wobei auch die Kombination einer degressiven Abschreibung und ein Nutzungsdauerende von z.B. 2045 grundsätzlich möglich ist. Der Abschreibungssatz der degressiven Abschreibungen muss in einem angemessenen Verhältnis zur verbleibenden Restnutzungsdauer stehen. Maßgeblich für die Begründung der Höhe des Abschreibungssatzes für eine degressive Abschreibung sind insbesondere die exogenen Rahmenbedingungen etwa in Form einer Mengenprognose.

in der Endphase des Abschreibungszeitraums ist gleichzeitig mit der Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode ein Ende der Nutzungsdauer nach den Vorgaben der Ziffer 2 zu bestimmen. ³Der Wechsel von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode erfolgt, sobald die nach Satz 2 unter Anknüpfung an den jeweiligen Restwert des Vorjahres berechnete lineare Abschreibung größer ist als die nach Satz 1 bestimmte degressive Abschreibung.

4. Ausgenommene Anlagengruppen

¹Die Ziffern 2 und 3 gelten nicht für die Ziffern I.4 (Verwaltungsgebäude), I.6 (Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen), I.9 (EDV-Anlagen) sowie I.10 (Fahrzeuge) der Anlage 1 der GasNEV. ²Die Ziffern 2 und 3 gelten ebenso nicht für LNG-Anbindungsanlagen gemäß Tenorziffer 2 der Festlegung BK9-22/614 vom 08.11.2022 (KANU 1.0).

5. SAV-IDs

¹Zur Nachvollziehbarkeit der Abschreibungsmodalitäten (Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauern) nach der GasNEV und den Ziffern 2 und 3 dieser Festlegung sind von Netzbetreibern SAV-IDs für alle Anlagengüter zu bilden, sobald diese von den Abschreibungsmodalitäten nach den Ziffern 2 und/oder 3 Gebrauch machen. ²Eine Anlagengruppe eines Zugangsjahres mit einer spezifisch zugeordneten Abschreibungsmodalität erhält initial eine eindeutige SAV-ID. ³Eine einmal vergebene SAV-ID wird beibehalten und nicht neu vergeben. ⁴Beim Ansatz einer erneut anderen Abschreibungsmodalität für den Teil einer bestehenden SAV-ID wird insoweit eine neue SAV-ID vergeben. ⁵Die Gruppierung verschiedener Abschreibungsmodalitäten und/oder verschiedener sachlicher Unterscheidungen nach z.B. Kommunen oder Netzsträngen können vom Netzbetreiber auf freiwilliger Basis durch frei zu bildende Netz-IDs abgebildet werden. ⁶Die nähere Systematik zur Abbildung des Anlagevermögens ergibt sich aus der Anlage A dieser Festlegung.

6. Sachliche und zeitliche Anwendung der Abschreibungsmodalitäten

¹Die Regelungen dieser Festlegung gelten für die Erlösbergrenzen der verbleibenden Jahre 2025 bis 2027 der vierten Regulierungsperiode. ²Die Regelungen betreffen nicht die Bestimmung des Ausgangsniveaus und des Kapitalkostenabzugs nach § 6 ARegV und die Festlegung der Erlösbergrenzen nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV durch die Regulierungsbehörde, vorbehaltlich der Regelungen in Ziffer 8 zur Bestimmung des Transformationselements.

7. Kapitalkostenaufschlag

¹Im Hinblick auf betriebsnotwendige Sachanlagegüter, die ab dem 01.01.2021 erstmals als fertiggestellte Anlage aktiviert wurden oder noch werden, gelten die Regelungen dieser Ziffer. ²Die Änderung oder erstmalige Anwendung der Abschreibungsmodalitäten dieser Anlagengüter ab dem 01.01.2025 können über den Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV i.V.m. der Anpassung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV umgesetzt werden. ³Die Netzbetreiber sind an die Abschreibungsmodalitäten, welche im Rahmen von Anträgen für Kapitalkostenaufschläge für das Jahr 2025 zum 30.06.2024 angesetzt wurden, insoweit einmalig nicht gebunden; die Frist zum 30.06.2024 nach § 4 Abs. 4 S. 2 1. HS ARegV wird insoweit, das heißt im Hinblick auf die Änderung von Abschreibungsmodalitäten bezüglich eines bereits gestellten Antrags, einmalig zum 15.10.2024 verlängert. ⁴Die Bindungswirkung der Anzeige nach Ziffer 9 gemäß Ziffer 10 im Hinblick auf die gewählte Abschreibungsmodalität wird hierdurch nicht berührt. ⁵Eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten für die Jahre 2023 bis 2024 ist ausgeschlossen.

8. Transformationselement

¹Im Hinblick auf betriebsnotwendige Sachanlagegüter, die bis zum 31.12.2020 als fertiggestellte Anlagen aktiviert wurden, gelten die Regelungen dieser Ziffer. ²Die Änderung der Abschreibungsmodalitäten dieser Anlagengüter können ab dem 01.01.2025 über ein Transformationselement (TFE) umgesetzt werden. ³Das Transformationselement stellt eine zusätzliche, additive Komponente zur Regulierungsformel gemäß Anlage 1 zu § 7 ARegV dar.

⁴Das Transformationselement eines Jahres t ergibt sich aus der Differenz zwischen

- der nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 ARegV festgelegten und nach § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV angepassten Erlösobergrenze des Jahres t^3 unter

³ Sofern noch keine Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode festgelegt sind, ist die Erlösobergrenze des Jahres t bestmöglich zu schätzen. Bei der Schätzung haben die Netzbetreiber alle Erkenntnisse aus dem laufenden Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der vierten Regulierungsperiode und weiteren relevanten Verfahren einzubeziehen, vgl. die entsprechenden jährlichen Hinweise etwa der Beschlusskammer 9 zur Anpassung der Erlösobergrenze und Bildung der Netzentgelte. Im Übrigen gilt Tenorziffer 10 zur Abbildung etwaiger Differenzen auf dem Regulierungskonto.

Berücksichtigung geänderter Abschreibungsmodalitäten gemäß den Vorgaben dieser Festlegung ab dem Jahr 2025 sowie

- der ursprünglich nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 ARegV festgelegten und nach § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV angepassten Erlösobergrenze des Jahres t^4 .

⁵Bezüglich der in Satz 4 genannten Anpassung und ggf. Schätzung der Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t müssen jeweils die identischen Annahmen getroffen werden; hierbei sind zudem Netzübergänge, die nach dem Basisjahr stattgefunden haben, jeweils zu berücksichtigen. ⁶Die Differenzbildung ergibt sich allein aus einer Änderung des Kapitalkostenabzugs des Jahres t in der Regulierungsformel nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. Anlage 2a zu § 6 ARegV unter Anwendung der jeweiligen Abschreibungsmodalitäten; abweichend von Abs. 1 2. HS der Anlage 2a zu § 6 ARegV kann der Kapitalkostenabzug unter Berücksichtigung der geänderten Abschreibungsmodalitäten zur Bestimmung des TFE einen Wert kleiner als null annehmen. ⁷Bei Fernleitungsnetzbetreibern ist bei der Differenzbildung zur Bestimmung des Transformationselements jeweils die Regelung in § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV nicht anzuwenden. ⁸Das Verfahren und die Berechnungen nach § 34a ARegV bleiben von den Bestimmungen zum Transformationselement unberührt.

⁹Eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten bezüglich des Zeitraums vor 2025 ist ausgeschlossen.

¹⁰Die Anpassung der Erlösobergrenze eines Jahres t im Hinblick auf das Transformationselement erfolgt durch den Netzbetreiber. ¹¹Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen bedarf es hierfür nicht.

9. Anzeigeverfahren

¹Rechtzeitig vor der Veröffentlichung der Entgelte des Folgejahres nach § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG, jedoch spätestens zum 15.10. eines Kalenderjahres, haben Netzbetreiber,

⁴ Siehe Fußnote 3. Rechnerisch kommt es zur Bestimmung des Transformationselements im Ergebnis lediglich auf die Veränderung der fortgeführten Kapitalkosten (KK_i) bzw. damit des Kapitalkostenabzugs und damit auf den folgenden Teilbestandteil der Erlösobergrenzenformel an, siehe hierzu Satz 6 von Tenorziffer 8:

$$\left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right)$$

sofern sie im Folgejahr ein Transformationselement nach Ziffer 8 in der Erlösobergrenze ansetzen, eine Anzeige bei der zuständigen Regulierungsbehörde⁵ abzugeben. ²Die Anzeige hat in der Form der Anlage A zu erfolgen und muss das gesamte kalkulatorische Sachanlagevermögen enthalten. ³Hierbei sind auch die Abschreibungsmodalitäten aller Anlagengüter, die ab dem 01.01.2021 als Fertiganlagen aktiviert wurden, anzugeben.

10. Regulierungskonto und Bindungswirkung

¹Das Transformationselement wird als Teil der nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse auf dem Regulierungskonto gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV verbucht. ²Die Differenzbildung nach § 5 Abs. 1a S. 1 ARegV bestimmt sich weiter allein anhand der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten in Abweichung zu den Planwerten nach § 10a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 ARegV. ³Die Netzbetreiber sind bezüglich aller Anlagengüter stets an die Abschreibungsmodalitäten gebunden, wie sie in die Entgeltkalkulation eingeflossen sind. ⁴Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen.

11. Teilaufhebung KANU 1.0

Die Tenorziffern 1 und 3 S. 1 der Festlegung BK9-22/614 vom 08.11.2022 (KANU 1.0) werden mit Wirkung zum 01.01.2025 aufgehoben.

12. Befristung

Diese Festlegung wird befristet bis zum 31.12.2027.

13. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern 5, 7 S. 3 und 4, 8 S. 10 und 11 sowie in Ziffer 9 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Ziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

⁵ Für Netzbetreibern im Sinne der Tenorziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen (siehe auch Tenorziffer 13 zu den Verfahrensregelungen): Die Übermittlung muss über das Energiedatenportal (<https://app.bundesnetzagentur.de/Energie/>) unter der Verfahrensbezeichnung „BK9_Anzeigeverfahren KANU 2.0“ erfolgen. Anlagen, welche im Verfahren der Kapitalkostenaufschlages zu genehmigen sind, sind nach wie vor über die Verfahrensbezeichnung „BK9_Kapitalkostenaufschlag gem. § 10a ARegV“ zu übermitteln.

14. Kostenentscheidung

Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Gründe	11
I. Sachverhalt	11
1. Verfahrenseinleitung	11
2. Inhalte des Eckpunktepapiers	11
2.1. Hintergründe	11
2.2. Vorgeschlagene Abschreibungsmodalitäten	13
2.3. Vermeidung von Fehlanreizen	14
2.4. Umsetzung der Abschreibungsmodalitäten	14
3. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier	15
3.1. Grundsätzliche Anmerkungen	15
3.2. Anwendung auf Bestands- und Neuanlagen	16
3.3. Flexibilität der Regelungen	16
3.4. Wahlmodell	18
3.5. Korridormodell	21
3.6. Alternativvorschläge	22
3.7. Detaillierungsgrad	22
3.8. Ausnahmen aufgrund einer Nachnutzung	24
3.9. Ausnahmen für Anlagengruppen	26
3.10. Interessen der Netznutzer und Verbraucher und Vermeidung von Fehlanreizen	26
3.11. Erkenntnisquellen für die Gasnetztransformation	27
3.12. Anwendungszeitpunkt der neuen Abschreibungsmodalitäten	28
3.13. Materielle Ausgestaltung des Transformationselements	29
3.14. Verfahrensregelungen	29
3.15. Weiteres Vorbringen	29
4. Anhörung des Festlegungsentwurfs	32
4.1. Anpassung der Abschreibungsmodalitäten und Flexibilität	32
4.2. Nutzungsdauern bei linearen Abschreibungen	34
4.3. Degressive Abschreibungen	34
4.1. Ausnahmen für Anlagengruppen	35
4.2. Umsetzungsfrist und Abwicklung im Regulierungskonto	36
4.3. Planungssicherheit für den Zeitraum ab 2028	37
4.4. Umsetzung im Kapitalkostenaufschlag	38
4.5. Ausgestaltung des Transformationselements	38
4.6. SAV-IDs und Ausgestaltung der Anlage A	39
4.7. Schnellere Abschreibung von Baukostenzuschüssen	41
4.8. Biogaskostenwälzung	41

4.9. Auswirkungen auf die Handels- und Steuerbilanz	41
4.10. Auswirkungen auf Konzessionsverfahren.....	42
4.11. Investitionsmaßnahmen	42
4.12. Sondernetzentgelte	42
4.13. Sonderabschreibungen aufgrund von kommunalen Wärmeplanungen.....	42
4.14. Verhältnis zum künftigen Wasserstoffnetz.....	42
4.15. Effizienzvergleich	43
4.16. Aufhebung KANU 1.0.....	43
5. Weiterer Verfahrensablauf	43
II. Rechtliche Würdigung	43
1. Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben.....	43
1.1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs	43
1.2. Gesetzesreform und Übergangsregelung.....	44
1.3. Interessenabwägung.....	45
2. Zuständigkeit	45
3. Adressaten der Festlegung (Tenorziffer 1).....	46
4. Ermächtigungsgrundlage	46
5. Europäischer Rechtsrahmen	48
5.1. Transparenz.....	48
5.2. Kostenorientierung.....	48
5.3. Anreizsetzung	49
6. Nationaler Rechtsrahmen	49
7. Verkürzung der Nutzungsdauern (Tenorziffer 2)	50
7.1. Bisherige Regelungen.....	50
7.2. Regelungsgehalt von Tenorziffer 2.....	50
7.3. Anpassung der Nutzungsdauern (Ermessen).....	53
7.4. Restwerte bei einem Nutzungsdauerwechsel.....	55
7.5. Keine Pflicht zur schnelleren Abschreibung	55
8. Einführung der degressiven Abschreibungsmethode (Tenorziffer 3).....	55
8.1. Regelungsgehalt von Tenorziffer 3.....	55
8.2. Ermessen.....	56
8.3. Wechsel zur linearen Abschreibung in der Endphase des Abschreibungszeitraums	60
9. Ausnahmen für bestimmte Anlagengruppen (Tenorziffer 4)	61
9.1. Ausnahmen für Anlagengruppen der Anlage 1 GasNEV sowie LNG- Anbindungsanlagen	61
9.2. Vorerst keine verbindliche Ausnahme aufgrund einer Nachnutzung.....	62
10. Ermessen zu den Abschreibungsmodalitäten nach den Tenorziffern 2 bis 4.....	63
10.1. Interessen der Netzbetreiber	64

10.2. Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher.....	66
10.3. Gesamthafte Abwägung.....	69
11. Einführung von SAV-IDs (Tenorziffer 5).....	70
12. Anwendung auf die vierte Regulierungsperiode und Aufhebung der Festlegung KANU 1.0 (Tenorziffern 6, 11 und 12)	71
13. Abbildung geänderter Abschreibungsmodalitäten im Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 7).....	72
14. Abbildung geänderter Abschreibungsmodalitäten im Transformationselement (Tenorziffer 8).....	74
14.1. Netzübergänge	74
14.2. Transformationselemente der Folgejahre.....	75
14.3. Klarstellung zum negativen Kapitalkostenabzug	76
14.4. Klarstellungen zu § 34a und § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV.....	76
14.5. Weitere materielle Regelungen	77
14.6. Verfahrensregelungen und Bindungswirkung.....	78
15. Anzeigeverfahren beim Transformationselement (Tenorziffer 9).....	78
16. Abbildung der geänderten Abschreibungsmodalitäten im Regulierungskonto und Bindung der Netzbetreiber (Tenorziffer 10).....	80
17. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 13).....	81
18. Sonstiges.....	81
18.1. Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge	81
18.2. Biogasanschlüsse	82
18.3. Handelsbilanz und Steuerbilanz.....	82
18.4. Evaluierung der Regelungen, Rechtsrahmen ab dem Jahr 2028 sowie Auswirkungen auf den Effizienzvergleich und die Eigenkapitalverzinsung	83
III. Kosten (§ 91 EnWG)	83
IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)	84
Rechtsbehelfsbelehrung.....	85

GRÜNDE

I. Sachverhalt

1. Verfahrenseinleitung

- 1 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 06.03.2024 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) unter dem Aktenzeichen GBK-24-02-2#1 eingeleitet und zugleich ein Eckpunktepapier veröffentlicht.
- 2 Anlass für das Verfahren ist die nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis spätestens 2045 (nach Landesvorgaben teilweise auch früher) auch im Gassektor zu erreichenden Klimaschutzziele im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität sowie die fortlaufende Konkretisierung dieser Prozesse.
- 3 Die Einleitung des Verfahrens und das Eckpunktepapier wurden am 06.03.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und diesen gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier gegeben. Dem Länderausschuss wurde am gemäß § 60a Abs. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2. Inhalte des Eckpunktepapiers

- 4 Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

2.1. Hintergründe

- 5 Nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Die Bedeutung von Erdgas wird daher bereits mittelfristig in vielen Sektoren abnehmen. Teile des Erdgasnetzes auf Fernleiterebene und auf Verteilerebene werden für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Ein erheblicher Teil des Erdgasnetzes wird über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden. Der mit dem Klimaneutralitätsziel 2045 einhergehende Erdgasausstieg hat daher gravierende Auswirkungen auf die zukünftige Nutzung und den grundsätzlichen Bedarf an Gasnetzinfrastuktur.
- 6 Innerhalb des Bundesgebietes gibt es teilweise noch ambitioniertere Dekarbonisierungsziele. So streben einzelne Bundesländer an, bereits 2040 Klimaneutralität zu erreichen, einzelne größere Städte wollen bereits 2035 klimaneutral sein. Perspektivisch ist zudem mit regional

unterschiedlichen kommunalen Wärmeplanungen zu rechnen. Deutlich ist insoweit, dass es in den kommenden Jahren zu höchst unterschiedlichen Bedarfen und Nutzungen der Gasnetze kommen wird. Erkennbar ist auch, dass sich die Mengenentwicklung in Bezug auf den zukünftigen Gasverbrauch im Verlaufe der 2030er Jahre rückläufig entwickeln dürfte.

- 7 Demgegenüber ist das bislang geltende Regulierungssystem auf den Fortbestand der Gasnetze und eine im Grundsatz gleichmäßig intensive Nutzung ausgelegt. Dies spiegelt sich deutlich in den noch geltenden Vorgaben der GasNEV zu den Abschreibungsmodalitäten wider.
- 8 Die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zu kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 1.0) bereits im Jahr 2022 einen ersten Schritt in Richtung einer netzentgeltseitigen Abbildung des Erdgasausstiegs gemacht. Nach der Festlegung KANU 1.0 können Netzbetreiber die Nutzungsdauern für Neuinvestitionen so wählen, dass diese Anlagen bis 2045 vollständig abgeschrieben sind. Hintergrund war bzw. ist, dass ohne die Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume neu errichtete Anlagen kalkulatorisch nicht mehr vollständig in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen berücksichtigt und damit nicht über die Netznutzungsentgelte refinanziert werden könnten, weil der Netzbetrieb hierfür absehbar nicht mehr ausreichend lange fortgeführt wird. Allerdings stellt sich mit Blick auf die beschriebenen Dekarbonisierungsziele das Problem der unvollständigen kalkulatorischen Abschreibung und nicht gewährleisteten Refinanzierung nicht nur bei Neu-, sondern auch bei Bestandsanlagen.
- 9 Die Bundesnetzagentur hat daher nun in einem zweiten Schritt weitergehende Änderungen des Regulierungsrahmens vorgeschlagen, um den im Gasbereich einsetzenden Transformationspfad zu flankieren. Dabei geht es insbesondere auch darum, die Abschreibungen an die zukünftig sinkenden Absatzmengen anzupassen und so den wirtschaftlichen Verbrauch der Gasinfrastruktur angemessen widerzuspiegeln. Hierzu ist eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten erforderlich.
- 10 Die Transformation der Gasnetze befindet sich noch im Anfangsstadium und ist derzeit mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet. Ziel einer Festlegung sollte es daher sein, Netzbetreibern flexible Instrumente an die Hand zu geben. Damit soll gewährleistet werden, dass getätigte Investitionen refinanziert werden können und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber gerade auch für den Transformationsprozess gesichert werden kann. Gleichzeitig folgt aus der Möglichkeit einer stärkeren Flexibilisierung auch eine stärkere Verantwortung der Netzbetreiber, durch die Wahl geeigneter Abschreibungsmethoden eigenverantwortlich in ihrem Versorgungsgebiet für die Refinanzierung ihrer Investitionen zu sorgen.

11 Die vorgeschlagenen Maßnahmen sollen insofern zwei Ziele in einen angemessenen Ausgleich bringen: Netzbetreiber sollen ihre getätigten Investitionen weitestgehend amortisieren können. Zugleich sollen Netznutzer am Ende des Gasnetztransformationsprozesses nicht mit zu hohen und durch geeignete regulatorische Vorgaben vermeidbaren Entgeltsprüngen belastet werden.

2.2. Vorgeschlagene Abschreibungsmodalitäten

12 Im Eckpunktepapier wurden bezüglich der Abschreibungsmodalitäten, also der Abschreibungsmethoden und der anzusetzenden Nutzungsdauern, sowie der Granularität der kalkulatorischen Abbildung des regulierten Anlagevermögens, verschiedene Vorschläge gemacht.

13 Als geeignete Methoden künftiger kalkulatorischer Abschreibungen wurden die lineare oder die degressive Abschreibungsmethode gesehen. Auf dieser Grundlage wurden zwei Modellansätze vorgestellt.

14 Einerseits war dies ein Wahlmodell, bei dem Netzbetreiber sich zwischen einer Anwendung der degressiven Abschreibung mit einem Abschreibungssatz von 15 % und der linearen Abschreibungsmethode entscheiden könnten. Bei der linearen Abschreibung war neben der Fortführung der Nutzungsdauern gemäß der Anlage 1 der GasNEV auch eine beschleunigte Abschreibung bis zum Jahr 2045 vorgesehen. Beim Wahlmodell wurde eine anlagengutscharfe Betrachtung vorgeschlagen.

15 Als Alternative zum Wahlmodell wurde ein Korridormodell vorgeschlagen. Hierbei wäre statt einer anlagengutscharfen Abbildung eine Betrachtung auf der Ebene der Anlagengruppen und Zugangsjahre erfolgt. In diesem Modell würde sowohl ein minimaler als auch ein maximaler Abschreibungsbetrag je Anlagengruppe und Zugangsjahr vorgegeben. Der initiale minimale Wert würde sich als linearer Abschreibungsbetrag auf Basis der Nutzungsdauern der GasNEV ermitteln und entspräche dem bisherigen Abschreibungswert. Der maximale Wert würde sich initial aus der Multiplikation der kalkulatorischen Restwerte zum z.B. 31.12.2024 und einem Abschreibungssatz von 10 % errechnen (lineare Abschreibung mit einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren).

16 Wie in der Festlegung KANU 1.0 sollte es in beiden Modellen eine Ausnahme für Verwaltungsgebäude geben. Es wurde mit dem Eckpunktepapier auch die Frage aufgeworfen, ob es daneben weitere Ausnahmetatbestände geben sollte im Hinblick auf bestimmte Anlagengruppen oder auf Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden könnten.

- 17 Im Zuge des Eckpunktepapiers sollte auch erörtert werden, wie in diesem Zusammenhang der Stetigkeitsgrundsatz zu bewerten ist und welche Erkenntnisquellen für die Entscheidungen zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten verwendet werden könnten.
- 18 Die Festlegung KANU 2.0 sollte ab dem Jahr 2025 die Festlegung KANU 1.0 ersetzen und für alle Anlagen gelten, also auch für die Bestandsanlagen. Die Regelung soll jedoch nur für die verbleibenden Jahre 2025 bis 2027 der vierten Regulierungsperiode erfolgen, da ab dem Jahr 2028 eine gesamthafte Neuregelung der Vorgaben der GasNEV und der ARegV auf Grundlage von Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG erfolgen wird.

2.3. Vermeidung von Fehlanreizen

- 19 Bereits mit dem Eckpunktepapier wurde darauf verwiesen, dass die Regelungen möglichst Fehlanreize vermeiden sollten. So würden beide Modelle grundsätzlich die vollständige Abschreibung der Anlagen ermöglichen. Hohe Abschreibungsbeträge korrespondieren allerdings mit einer verringerten Verzinsungsbasis. Daher befindet sich der Netzbetreiber in einem Zielkonflikt zwischen schneller Refinanzierung - gleichbedeutend mit der Minimierung des Risikos - und dem Erhalt der Verzinsungsbasis – gleichbedeutend mit der Maximierung des Gewinns. Die Bewertung dieses Spannungsverhältnisses ist Voraussetzung für einen sachgerechten Abwägungsprozess im Einzelfall. Sofern keinerlei Risiken für den Netzbetreiber verbleiben würden, würde dieser zur Gewinnmaximierung möglichst langsam abschreiben. Würde hingegen ein zu hohes Risiko bestehen, wäre dies ein Anreiz zur (in dem Umfang unnötigen) schnelleren Abschreibung.
- 20 Theoretisch wäre es dennoch möglich, dass Restwerte zum Jahr 2045 nicht abgeschrieben worden sind, wenn z.B. von einer Weiternutzung ausgegangen wurde, die so nicht realisiert wird. Im Eckpunktepapier wurde daher darauf verwiesen, dass vor dem zuvor geschilderten Hintergrund die Notwendigkeit einer pauschalen Anerkennung von Sonderabschreibungen zum Ende der Nutzungsdauer entfielen. Stattdessen wäre deren Notwendigkeit im Einzelfall kritisch zu prüfen.

2.4. Umsetzung der Abschreibungsmodalitäten

- 21 Im Eckpunktepapier wurde skizziert, dass die Umsetzung der neuen Abschreibungsmodalitäten, sofern sich ein Netzbetreiber hierfür entscheidet, ab dem Jahr 2025 möglich gemacht werden könnte. Bezüglich der Neuinvestitionen ab dem Jahr 2021 könnte eine Umsetzung über das Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag erfolgen. Bezüglich der Bestandsanlagen, also den Anlagen mit Zugang bis einschließlich zum Basisjahr 2020, wurde eine Umsetzung über ein sogenanntes Transformationselement vorgeschlagen.

Diesbezüglich wurde auch, anstatt eines weiteren Antragsverfahrens, ein Anzeigeverfahren vorgeschlagen.

- 22 Eine nachträgliche Anpassung der Erlösbergrenzen vergangener Jahre und eine Nachholung von erhöhten Abschreibungen sollte ausgeschlossen werden.

3. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier

- 23 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier bis zum 28.03.2024 gegeben. Es sind insgesamt 89 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eingegangen. 11 Verbände, 71 Netzbetreiber, ein weiteres Unternehmen der Energiewirtschaft sowie 7 Landesregulierungsbehörden haben Stellung genommen.

3.1. Grundsätzliche Anmerkungen

- 24 Die allermeisten Stellungnahmen begrüßten die Überlegungen zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten und betonten die Notwendigkeit flexibler Regelungen. Vor dem Hintergrund des erwartbaren Rückgangs der Gasnetznutzung sei grundsätzlich nachvollziehbar, dass die Abschreibungsmodalitäten der Gasnetze überprüft und angepasst werden müssen. Die in der Festlegung angedachte Flexibilität hinsichtlich der Abschreibungsmodalitäten, um eine vollständige Refinanzierung von Gasnetzinvestitionen in Zukunft zu sichern, seien ein wichtiger Baustein für die erfolgreiche Transformation der Gasnetze. Dies kämen den unterschiedlichen Bedarfen der Netzbetreiber hinsichtlich der zunehmend heterogeneren Gasnetzinfrastruktur entgegen.
- 25 Die deutschen und europäischen Klimaziele sowie der Verbraucherschutz seien in einen Ausgleich zu bringen. Das Ziel der Bundesnetzagentur, Fehlanreize für Netzbetreiber vermeiden zu wollen, wurde begrüßt. Hierbei seien die Unsicherheiten über die konkreten Transformationspfade der einzelnen Netze anzuerkennen. Andererseits wurde die Forderung nach hinreichender Planungssicherheit für die Kunden erhoben. Deshalb sollten die angedachten Änderungen so ausgestaltet werden, dass sie keine sprunghaften Änderungen der Netzentgelte zur Folge haben.
- 26 Zudem wurde auf das Erfordernis einer gerechten Lastenverteilung hingewiesen. Eine Abwälzung der Kosten auf etwaige verbleibende Gaskunden sowie ungebührlich stark ansteigende Netzentgelte in der Anfangs- oder der Endphase der Umstellung müssten vermieden werden.
- 27 Teilweise wurde vorgetragen, dass es einen langfristigen Bedarf für Gasnetze z.B. zur Deckung der Residuallast oder zum Einsatz von Biogas gebe. Nur vereinzelt wurde hingegen das Festlegungsverfahren als bestimmender Fahrplan zur Stilllegung der Erdgasnetze aufgefasst.

3.2. Anwendung auf Bestands- und Neuanlagen

- 28 Vor dem Hintergrund der Gefahr einer nicht vollständigen Refinanzierung für einen erheblichen Teil der Bestandsanlagen wurde begrüßt, dass der entgeltregulatorische Rahmen auch für die Bestandsanlagen angepasst werden soll. Die Festlegung KANU 1.0 solle vollständig ersetzt werden.

3.3. Flexibilität der Regelungen

- 29 Überwiegend wurde gefordert, dass im Hinblick auf die bestehenden Unsicherheiten den Gasnetzbetreibern ein höheres Maß an Flexibilität und Eigenverantwortung zuzugestehen sei. In weiten Teilen stünden zum aktuellen Zeitpunkt weder die rechtlichen noch die tatsächlichen Rahmenbedingungen für die am jeweiligen Betriebsort maßgebliche Einstellung der Gasversorgung oder die Möglichkeit der Weiternutzung der Gasnetzinfrastruktur zum Transport klimaneutraler Gase fest. Die wesentlichen Parameter zur Bestimmung des Transformationspfades für die Gasnetze seien aktuell noch nicht bekannt und würden erst in den nächsten Jahren im Zuge der Formulierung der kommunalen Wärmepläne erarbeitet.
- 30 Es sei zu beachten, dass allein die technische Möglichkeit zu einer Umrüstung von bisherigen Erdgasverteileranlagen nicht bedeute, dass derartige Anlagegüter auch tatsächlich zu einem späteren Zeitpunkt einer anderweitigen Nutzung zugeführt werden könnten. Dies werde letztlich von den konkreten Wärmeplanungen und dem derzeit noch nicht vorhersehbaren Abnahmeverhalten von Gewerbe- und Industriekunden abhängen. Die Netzbetreiber benötigten daher eine Festlegung mit weiterreichender Flexibilität im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten. Diesbezüglich wurde vorgetragen, dass das vorgelegte Eckpunktepapier dem noch nicht gerecht werde.
- 31 Hierbei wurde zum Teil gefordert, dass die Änderungen der Abschreibungsmodalitäten auch ohne nähere fachliche Begründung möglich sein sollten. Der volkswirtschaftliche Gedanke, Kosten der Transformation an den Nutzungsgrad des Netzes anzupassen, sei an dieser Stelle Grund genug. Die regulatorische Kontrolle könne sich darauf beschränken, dass keine Abschreibung unter Null erfolge. Die Flexibilität sei in zeitlicher wie in räumlicher Hinsicht erforderlich.
- 32 Initial getroffene Entscheidungen müssten abgeändert werden können. Teilweise wurde argumentiert, dass dies bei neuen oder besseren Erkenntnissen der Fall sein müsse (z.B. neue Erkenntnisse aus der kommunalen Wärmeplanung).
- 33 Zum Teil wurde gefordert, dass die Entscheidungen und erneute Änderungen auch ohne konkrete neue Erkenntnisse möglich sein müssten. Rechtliche und tatsächliche Rahmenbedingungen der Gasnetztransformation stünden zurzeit noch gar nicht fest. Daher

wurde andererseits gefordert, dass zumindest bei verbesserten Erkenntnissen eine Anpassung möglich sein müsse. Ferner wurde gefordert, dass eine mehrmalige Änderung der Abschreibungsmodalitäten möglich sein müsse.

- 34 Es solle hierbei beachtet werden, dass die kommunale Wärmeplanung keine einmalige Betrachtung ist, sondern einen iterativen Prozess darstelle und mit einigen Jahren Abstand immer wieder durchgeführt werde, was immer wieder Anpassungsbedarf nach sich ziehen könne und werde.
- 35 Es solle eine Flexibilität bei der Frage geben, wann ein Netzbetreiber die Regelungen erstmalig anwendet. Außerdem sollte die Nutzungsdauer bei neuen Erkenntnissen anpassbar sein, z. B. wenn eine Wasserstoff-Nachnutzung doch möglich wäre.
- 36 Bezüglich der weitgehenden Flexibilität wurde jedoch auch kritisch angemerkt, dass dies Fehlanreize zu Lasten der Netznutzer und Verbraucher setzen könnte. Insbesondere werde noch nicht ausreichend der wahrscheinliche Verlauf des Verbrauchsrückgangs berücksichtigt. Die Regulierungsbehörden seien daher gefordert, die Annahmen der Netzbetreiber zu prüfen.
- 37 Diesbezüglich wurde zum Teil vorgetragen, dass Gasnetzbetreiber die Entscheidung hinsichtlich des gewählten Abschreibungsmodells von Beginn an begründen müssten. Eine Begründung dieser Entscheidung und deren Prüfung durch die Regulierungsbehörde würde den Interessen der Netznutzer daran Rechnung tragen, dass die Netzkosten nicht über das unbedingt Erforderliche hinaus ansteigen.
- 38 Eine solche Prüfung, insbesondere eine spätere vertiefte Prüfung bei verdichteten Kenntnissen etwa zur kommunalen Wärmeplanung, wurde jedoch auch kritisch gesehen. Es sei unumgänglich, dass Netzbetreiber darauf vertrauen können, dass sie die Abschreibungsart und -dauer im Lichte neuer Information anpassen können. Es sei notwendig, dass Netzbetreiber das Abschreibungsmodell anpassen dürfen, ohne dies gesondert begründen zu müssen. Eine Möglichkeit dies umzusetzen wäre z.B. zu zwei festen Zeitpunkten in der Zukunft solche Anpassungen vornehmen zu können, beispielsweise im Zuge von Kostenprüfungen mit Wirkung zur anschließenden Regulierungsperiode.
- 39 Zur Thematik der Flexibilität wurde auch gefordert, dass diese mit dem Interesse der Netznutzer an stetigen, nicht sprunghaft ansteigenden Netzentgelten in Konflikt stehen könne. Die Netzkosten müssten zudem weiterhin nachvollziehbar bleiben. Zur Umsetzung solle daher ein allgemeingültiges Vorgehen für die beschleunigte Abschreibung festgelegt werden. Dieses Vorgehen könnte weiterhin verschiedene Optionen beinhalten, sollte aber eindeutig definieren, wann welche Option zwingend anzuwenden sei.
- 40 Es müsste Mechanismen geben, nach denen nicht zu einem späten Zeitpunkt die verbleibenden Netznutzer in Folge von vorherigen Fehlprognosen zu stark belastet werden.

Zudem seien Fehlanreize in Bezug auf auslaufende Konzessionsverträge oder bevorstehende Netzübergänge zu vermeiden.

- 41 Zusätzlich wurde angemerkt, dass die große Flexibilität nicht zu einer übermäßigen Bürokratie führen dürfe.
- 42 Einige Stellungnahmen befassten sich im Zusammenhang mit der Frage der Flexibilität auch mit weitergehenden Punkten zur Mengenentwicklung. Netzbetreiber mit einer industriell geprägten Netzkundenstruktur seien als Sonderfälle zu betrachten. So werden bei solchen Netzbetreibern hohe Gasmengen von großen Industriekunden bezogen, die unabhängig von einer kommunalen Wärmeplanung einen Umstellungszeitpunkt festlegen. Hier sollte es für einen Netzbetreiber möglich sein, auf solche ausgeprägten Mengenrückgänge flexibel mit einer Anpassung der Abschreibungsmodalität reagieren zu können.
- 43 Schließlich wurde vorgetragen, dass die Regelungen sicherstellen müssten, dass sich Kapitalkostenanfall und Absatzmengen ähnlich entwickeln. Eine Refinanzierung der Gasnetzinfrastruktur müsse jedoch auch dann sichergestellt sein, wenn sich untragbare Verzerrungen aus Kosten- und Mengenentwicklungen in den künftigen Netzkosten niederschlagen.

3.4. Wahlmodell

- 44 Das Wahlmodell wurde überwiegend in der grundsätzlichen Ausgestaltung begrüßt. Es ermögliche bei erkannter Notwendigkeit eine beschleunigte Abschreibung auch mit der degressiven Methode und damit grundsätzlich eine gerechte Verteilung der Kostenlast auf einen Zeitraum, in dem noch möglichst viele Anschlussnutzer vorhanden seien. Kritisch wurde die Beschränkung der erweiterten linearen Abschreibung auf das Jahr 2045 (siehe Ziffer 3.4.1), die vorgeschlagene Ausgestaltung der degressiven Abschreibungen (siehe Ziffer 3.4.3) sowie der anlagengutscharfe Detaillierungsgrad (siehe Ziffer 3.7) gesehen.

3.4.1. Nutzungsdauer bei linearen Abschreibungen

- 45 Die vorgeschlagene lineare Abschreibung bis spätestens 2045 wurde grundsätzlich begrüßt. Jedoch wurde die Einführung einer flexiblen Nutzungsdauer bei der linearen Abschreibung gefordert, die es den Netzbetreibern erlaubt, je nach regionalen Gegebenheiten etwa aufgrund der Heterogenität der kommunalen Wärmeplanungen ein Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer auch vor 2045 zu wählen. Nur eine solche Regelung ermögliche eine vollständige Refinanzierung der Investitionen der Gasnetze. Da seitens einiger Bundesländer und Kommunen eine Dekarbonisierung vor 2045 angestrebt werde, sei, analog zum Korridormodell, ein Nutzungsdauerende zum Jahr 2035 als Option für die lineare Abschreibung erforderlich. Die Abschreibungsbedarfe würden sich maßgeblich nach den

kommunalen Wärmeplanungen richten, die gemäß Wärmeplanungsgesetz bis zum 30.06.2026 für größere und bis zum 30.06.2028 für kleine Städte erstellt werden müssten. Diese Planungen würden auch maßgeblich durch die Zielsetzungen der Kommunen bestimmt werden. Schon jetzt werde deutlich, dass viele Kommunen einen früheren Ausstieg aus dem Gasnetz anstrebten. Diesbezüglich wurde auch vorgetragen, dass die Option der degressiven Abschreibung hieran nichts ändere.

- 46 Ebenso solle auch ein Nutzungsdauerende gewählt werden können, das nach 2045 liegt (im Zeitkorridor bis zum einschlägigen Nutzungsdauerende gemäß Anlage 1 zur GasNEV), um der unterschiedlichen regionalen Entwicklung der Dekarbonisierung Rechnung zu tragen. Es seien Konstellationen denkbar, in denen das erwartete Nutzungsende nach 2045 liegt, aber dennoch vor dem Ende der nach der GasNEV vorgesehenen Nutzungsdauern.

3.4.2. Degressive Abschreibungen

- 47 Die Einführung der Möglichkeit einer degressiven Abschreibung wurde überwiegend als sachgerecht erachtet. Zur Abbildung der erwarteten Entwicklung der Kundenzahlen und der Verbrauchsmengen könne eine degressive Abschreibung ein sachgerechter Lösungsansatz sein. Die degressive Abschreibung sei eine erforderliche Option, da zu Beginn der Transformationsphase noch vergleichsweise viele Anschlussnutzer am Netz angeschlossen seien.
- 48 Teilweise wurde ausgeführt, dass für den Fall, dass keine Folgenutzung der entsprechenden Teile des Gasnetzes erfolgen solle, grundsätzlich degressive Abschreibungen vorzuziehen seien.
- 49 Die erwarteten Entgeltsteigerungen seien in der Anfangsphase absehbar geringer als etwaige Entgeltsteigerungen in der Endphase der Nutzung bei einer linearen Abschreibung. Eine degressive Abschreibung verringere die Gefahr, dass die Netzentgelte mit sinkender Anzahl der Netzkunden zum Ende der Abschreibungsdauer stark ansteigen, da ein größerer Teil der Abschreibungssumme vorgezogen werde. So könnte die Kostenbelastung entsprechend der Nutzung des Gasnetzes auf einen zunächst noch großen Nutzerkreis verteilt werden.
- 50 Diesbezüglich wurde auch vorgetragen, dass je später die Transformation starte bzw. in den Abschreibungen abgebildet werde, desto höher der Prozentsatz zu Beginn der degressiven Abschreibung sein müsse (siehe hierzu die Ziffer 3.4.3 zum degressiven Abschreibungssatz und Ziffer 3.12 zum Anwendungszeitpunkt der Regelungen).
- 51 Vereinzelt wurde die Einführung der Möglichkeit einer degressiven Abschreibung kritisch gesehen. So würde dies zu einem Anstieg der Netzentgelte in den kommenden Jahren führen.

Dies könnte ein (zusätzlicher) Anreiz für einige Kunden sein, aus der Gasversorgung auszusteigen, was wiederum die Anzahl der Netznutzer als Kostenträger reduzieren würde.

3.4.3. Abschreibungssatz bei degressiven Abschreibungen

- 52 Anstatt dem im Eckpunktepapier vorgeschlagenen festen Abschreibungssatz von 15 % für die degressiven Abschreibungen wurde gefordert, dass es eine Bandbreite geben müsse. Nur mit einer solchen Bandbreite könnten die regionalen Unterschiede in den Transformationsplänen abgedeckt werden. Zugleich ermögliche eine Bandbreite, die Unsicherheiten hinsichtlich der Langfristperspektiven abzudecken. Bei einer Bandbreite könnten die Netzbetreiber, die ihre Kunden- und Sachanlagenstruktur sowie die Transformationsvorgaben vor Ort am besten kennen, einen sachgerechten Abschreibungssatz wählen. Teilweise wurde der feste Satz von 15 % kritisch gesehen, da sich hierbei, bei einer flächendeckenden Anwendung bei einem Netzbetreiber, Entgeltsteigerungen von bis zu 40 oder 50 % ergeben könnten. Dies könnte die Netznutzer, insbesondere den gewerblichen Mittelstand, überfordern. Daher wäre mit einer Bandbreite die Möglichkeit gegeben, degressive Abschreibungen anzuwenden und dennoch derartige Effekte zu vermeiden.
- 53 Der feste Abschreibungssatz wurde auch dahingehend kritisiert, dass die hohen Abschreibungsbeträge, insbesondere in den ersten Abschreibungsjahren, starke Bewertungsunterschiede zwischen kalkulatorischer und handelsrechtlicher Abschreibung nach sich ziehen würden (siehe zu diesem Punkt auch Ziffer 3.15.8).
- 54 Als Bandbreite wurde überwiegend der Bereich von 8 bis 15 % vorgeschlagen. Eine Bandbreite unter 8 % erlaube keine hinreichende Differenzierung zu einer (verkürzten) linearen Abschreibung. Die maximale Höhe von 15 % sei ein Wert, bei dem die Entgeltsprünge zumindest begrenzt werden und gleichzeitig ein wesentlicher Teil der Abschreibungen entsprechend der dargelegten Grundsätze vorgezogen werden könnte. Als Obergrenze sei der genannte Wert von 15 % im Hinblick auf die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Langfristperspektiven und die erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen denkbar.
- 55 Der Wert von 15 % wurde teilweise als absolute Obergrenze bezeichnet, da bei diesem degressiven Abschreibungssatz sich die Anfang 2025 vorhandenen Restbuchwerte innerhalb von wenigen Jahren mehr als halbieren würden. Andererseits wurde argumentiert, dass die 15 % ein ausgewogener Abschreibungssatz seien, da gerade bei deren Anwendung bereits Anfang der 2030er Jahre nur noch etwa ein Drittel der anfänglichen Restbuchwerte vorhanden wäre und damit das Risiko von strandenden Restbuchwerten bereits deutlich reduziert wäre.
- 56 Vereinzelt wurden auch höhere Bandbreiten von bis zu 20 % oder sogar 25 % genannt.

- 57 Eine degressive Abschreibung von 15 % wurde jedoch teilweise als zu hoch bewertet. Letztverbraucher und Netznutzer müssten vor zu hohen Entgeltsprüngen geschützt werden, die sich bei diesem Abschreibungssatz ergeben könnten. Der Wert müsste vielmehr mit der kommunalen Wärmeplanung abgestimmt werden und es müsste eine etwaige spätere Umwidmung betrachtet werden.
- 58 Teilweise wurde argumentiert, eine degressive Abschreibung in Höhe von 15% sei nicht mit dem Ziel vereinbar, den wirtschaftlichen Verbrauch angemessen widerzuspiegeln. Mit dieser hohen Degression würden wesentliche Abschreibungen bereits in den nächsten wenigen Jahren vorgenommen und damit vor allem die aktuellen Bestandskunden belastet und zukünftige Kunden entlastet. Es sei jedoch nicht mit einem parallelen Rückgang des Verbrauchs zu rechnen. Es sollte deshalb noch ein Weg gefunden werden, die erwarteten Verbrauchsrückgänge je Netzbetreiber, idealerweise sogar je Netzbereich, plausibel abzuschätzen und in den Abschreibungen angemessen zu berücksichtigen.

3.4.4. Wechsel von der degressiven zur linearen Abschreibung

- 59 Die im Eckpunktepapier vorgeschlagene Regelung zum Wechsel von einer degressiven zur linearen Abschreibung für das Ende des Abschreibungszeitraums wurde kritisiert. Eine lineare Abschreibung bis 2045 sei nicht sachgerecht (siehe hierzu auch Ziffer 3.4.1).
- 60 So wurde vorgeschlagen, dass der Netzbetreiber für den Wechsel die für die anschließende lineare Abschreibung relevante Restnutzungsdauer ermitteln sollte und hierbei ein Ende auch zum Jahr 2035 möglich sein sollte.

3.5. Korridormodell

- 61 Zum Korridormodell ist ein breites Spektrum an Stellungnahmen eingegangen. Die im Modell angelegte Flexibilität wurde stellenweise begrüßt. Die Höhe des Abschreibungssatzes von 10 % wurde grundsätzlich als ausreichend angesehen.
- 62 Hierbei ist auch die, im Vergleich zum vorgeschlagenen Wahlmodell, höhere Aggregationsebene positiv herausgestellt worden. Jedoch wurde gefordert, dass diese durch eine optionale Ausdifferenzierung etwa durch die Angabe von Netz-IDs auch wieder durchbrochen können werden sollte (siehe zu diesem Aspekt insgesamt Ziffer 3.7).
- 63 Teilweise wurde herausgestellt, dass das Modell für kleinere und mittlere Netzbetreiber zur allgemeinen Abbildung der Transformation geeignet sei, die fehlende Betrachtung von einzelnen Leitungen oder Netzteilen jedoch nicht mit etwaigen ausdifferenzierten kommunalen Wärmeplanungen vereinbar sei.

- 64 In dem Modell müsste zudem erörtert werden, wie im weiteren Verlauf beschrieben werden könnte, wenn die absehbare Restnutzungsdauer nur noch weniger als 10 Jahre betrage. Bezüglich des Endzeitraums der Abschreibungen wurde vorgetragen, dass auch im Korridormodell eine aus Gründen der Versorgungssicherheit z.B. im Jahr 2041 noch notwendige Investition bis 2045 vollständig beschrieben werden können müsse. Die Festlegung KANU 2.0 dürfe hier für zukünftige Investitionen nicht zu einer Schlechterstellung gegenüber den Regelungen aus der Festlegung KANU 1.0 führen.
- 65 Es wurde auch vorgetragen, dass es die Möglichkeit der flexiblen Änderung von früheren Annahmen geben müsse und hierbei ein begrenzter Begründungsaufwand anzulegen sei. Teilweise wurde das Korridormodell so aufgefasst, dass derartige Änderungen erschwert wären.
- 66 Jedoch wurde das Korridormodell aufgrund der Pauschalierungen auch kritisiert. Im weiteren Verlauf des Transformationspfades würde sich die Notwendigkeit einstellen, einzelne Anlagen(gruppen) differenziert zu betrachten.
- 67 Die im Korridormodell gegebene Möglichkeit einer Mischkalkulation wurde nur teilweise positiv herausgestellt. Durch den vorgegebenen Korridor könnten die Netzbetreiber entsprechend den lokalen Gegebenheiten und dem aktuellen Informationsstand eine angemessene Risikobewertung vornehmen. Statt einer anlagengutscharfen Betrachtung könnte ein Netzbetreiber eine gesamthafte Modellierung und Optimierung vornehmen und verbleibende Informationsdefizite ausblenden.

3.6. Alternativvorschläge

- 68 Die in den Stellungnahmen vorgebrachten Alternativvorschläge haben sich im Wesentlichen mit Anpassungen am Wahlmodell und Korridormodell befasst. Hierbei wurden Varianten bzw. Kombinationen der Modelle vorgeschlagen, etwa die Kombination des Korridormodells mit der Alternative der degressiven Abschreibungen. Teilweise wurde vorgeschlagen, dass es auf die bisherigen Anlagengruppen hierbei insgesamt nicht ankomme. Stattdessen könnten Netzteile zusammengefasst und als solche gesamthaft beschrieben werden.

3.7. Detaillierungsgrad

- 69 Zur Frage, ob eine anlagengutscharfe Betrachtung verpflichtend oder optional vorzusehen sei, sind unterschiedliche Stellungnahmen eingegangen.
- 70 Teilweise wurde die Pflicht zu einer anlagengutscharfen Betrachtung abgelehnt und stattdessen eine optionale Umsetzung der Abbildung von z.B. regionalen Clustern gefordert. Eine Betrachtung auf Ebene der einzelnen Betriebsmittel sei regulatorisch nicht erforderlich.

- 71 So bestünde noch keine hinreichende Klarheit über die künftige Entwicklung etwa im Hinblick auf Ausbau-, Anschluss- und Versorgungspflichten oder die Voraussetzungen für die Ablehnung oder Beendigung von Netzanschlussverträgen. Zudem stünden insbesondere die kommunalen Wärmeplanungen noch aus. Es bestünde auch eine Unsicherheit zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und der Wasserstoffinfrastruktur. Aufgrund des Auslaufens der GasNZV seien auch die Regelungen für die Biogaseinspeisung für die Zukunft offen. Die bisherige kalkulatorische Abbildung nach Anlagengruppen und Zugangsjahren sollte daher grundsätzlich beibehalten werden. Eine detailliertere Betrachtung könnte den Netzbetreibern z.B. per Angabe einer Netz-ID optional überlassen werden.
- 72 Argumentiert wurde auch mit dem hohen Aufwand. Eine anlagengutscharfe Betrachtung sei oftmals nicht möglich und verursache einen übermäßigen Erhebungs- und Bearbeitungsaufwand. Bezüglich des Aufwandes wurden von Netzbetreiber 4-, 5- und bis zu 6-stellige Zahlen für die Anzahl der abzubildenden Anlagengüter genannt. Die anlagengutscharfe Betrachtung liefe somit den aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur über eine Vereinfachung der Regulierung entgegen. Zudem erschließe sich ein inhaltlicher Mehrwert daraus nicht. Eine detailliertere Betrachtung solle solchen Netzbetreibern, die dies für erforderlich halten und hierzu in der Lage seien, ermöglicht werden.
- 73 Die vorgeschlagenen Netz-IDs würden auch in anderen Verfahren zu Anwendung kommen, etwa zur Abbildung verschiedener Nutzungsdauern innerhalb der Bandbreite der GasNEV oder zur Kennzeichnung unterschiedlicher Konzessionsgebiete. Letztlich würden sich so die Anzahl der notwendigen Angaben zwar um einen niedrigen einstelligen Faktor erhöhen. Sie würde jedoch deutlich unter den oben genannten Werten bleiben, die aus einer anlagengutscharfen Meldung resultieren würden.
- 74 Eine detaillierte anlagengutscharfe Betrachtung wurde in einigen Stellungnahmen jedoch auch befürwortet. Eine anlagengutscharfe Betrachtung sei notwendig, da die Weiternutzung für Biogas, die Umstellung auf z. B. Wasserstoff oder eine Stilllegung von den (regionalen) Transportanforderungen abhängen werde und nicht allein von den Anlagengruppen nach der GasNEV. Eine anlagengutscharfe Betrachtung sei der Grundstein einer, durch zukünftige Informationsgewinne, immer konkreter und belastbarer werdenden Planung der Restnutzungsdauern, während die Transformation voranschreite.
- 75 Teilweise wurde in diesen Stellungnahmen jedoch auf das gleiche Ergebnis einer Aggregation mithilfe etwas von Netz-IDs verwiesen. Auf diese Weise könnten z.B. Teilnetze abgebildet werden. Die unterschiedlichen Transformationspfade könnten je Konzessionsgebiet, Flurstück

oder sogar Einzelanlagen unterschiedlich ausfallen und wären durch die Angabe von Netz-IDs abbildbar.

- 76 Teilweise wurde hier aus Verbrauchersicht argumentiert und eine anlagengutscharfe Betrachtung für erforderlich erachtet. Eine anlagengutscharfe Betrachtung sei (in Verbindung mit der Begründung für die jeweilige Entscheidung zum Abschreibungsmodell) zwingende Voraussetzung dafür, dass nicht lediglich das Interesse der Netzbetreiber an einer möglichst vollständigen Refinanzierung der Anlagen berücksichtigt werde, sondern auch dem Interesse der Allgemeinheit an bezahlbaren Netzkosten Rechnung getragen werden könne. Denn es bestünden hier durchaus Spielräume der Netzbetreiber zur Gewinnerhöhung. Diese gelte es im Interesse der Netznutzer auf ein Minimum zu reduzieren.
- 77 Diesbezüglich wurde auch argumentiert, dass eine anlagengutscharfe Betrachtung eine genauere Abbildung des wirtschaftlichen Verbrauchs ermögliche und zur Bewertung der Versorgungssicherheit und der Grüngasquote vorzuziehen sei.

3.8. Ausnahmen aufgrund einer Nachnutzung

- 78 Im Eckpunktepapier wurde die Frage aufgeworfen, ob es von den flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten eine Ausnahme geben sollte für Fernleitungsnetzbetreiber und ggf. Gasverteilernetzbetreiber im Hinblick auf Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können oder sollen.
- 79 Diese These wurde in vielen Stellungnahmen verneint. So gebe es zum jetzigen Zeitpunkt keine hinreichend gesicherten Erkenntnisse, um eine solche Ausnahme verbindend festzuschreiben. Tatsächlich könne ein Großteil der Erdgasinfrastruktur rein technisch gesehen auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Bezüglich der Frage, welche Erdgasinfrastruktur langfristig auf Wasserstoff umgestellt werden solle, bestünde aber eine hohe Unsicherheit, da dies wesentlich durch exogene Vorgaben gesteuert werde. Die kommunalen Wärmeplanungen und die Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz würden noch nicht vorliegen. Insbesondere auch mit Blick auf die divergierenden Stände der Wärmeplanung in den Kommunen und teilweise deutlich ambitioniertere Dekarbonisierungsbestrebungen einzelner Bundesländer solle daher keine generelle Ausnahme geregelt werden. Vielmehr solle den Netzbetreibern die Flexibilität eingeräumt werden, hierzu lediglich etwaige vorliegende gesicherte Erkenntnisse zu berücksichtigen.
- 80 Es wurde in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass bei einer entsprechenden Nachnutzung sodann an den noch vorhandenen Restwert anzuknüpfen sei. Teilweise wurde gefordert, dass die Festlegung mit der Regelung in § 26 Abs. 2a ARegV zu harmonisieren sei.

- 81 Teilweise wurde darauf verwiesen, dass im Falle von Nutzungsmöglichkeiten von Anlagen über das Jahr 2045 hinaus aus Sicht der Netzbetreiber kein Interesse bestehe, Anlagen vorzeitig abzuschreiben und somit eine Kapitalverzinsung in der Zukunft auszuschließen. Daher gebe es keinen Bedarf für die Ausnahmeregelung.
- 82 Andere Stellungnahmen sahen durchaus die grundsätzliche Notwendigkeit einer solchen Regelung. Es sei davon auszugehen, dass die auf Wasserstoff umgestellten Anlagen des Gasnetzes zukünftig mit ihren Restbuchwerten im Rahmen der Wasserstoffregulierung weitergeführt werden. Vor diesem Hintergrund sei es nicht angemessen, auf Anlagen, von denen bekannt ist, dass sie für diese Zwecke weitergenutzt werden, die gleichen hohen Abschreibungsraten anzuwenden, wie auf Anlagen, die voraussichtlich von einer Stilllegung betroffen sein werden. Jedoch sei eine entsprechende Regelung noch nicht möglich, da die notwendigen Informationen, beispielsweise aus der kommunalen Wärmeplanung, hierzu noch nicht vorliegen würden. Hierzu müssten im ersten Schritt in den kommunalen Wärmeplanungen und durch den bundesweiten Regulierungsrahmen für die Wasserstoffnetze, insbesondere für die Wasserstoffverteilstetze, die Rahmenbedingungen geschaffen werden. Andererseits könne mit der Anpassung der Abschreibungsverläufe nicht gewartet werden, bis der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze geschaffen sei. In den Erdgasnetzen seien bereits erste Anzeichen des anstehenden Transformationsprozesses zu erkennen, daher müsse bereits jetzt eine Regelung erfolgen. Die Netzbetreiber sollten aber die Möglichkeit erhalten, die Abschreibungsverläufe flexibel anpassen zu können, wenn sich die Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren konkretisieren.
- 83 In anderen Stellungnahmen wurde die generelle Notwendigkeit einer solchen Ausnahme befürwortet. Um die Gasnetznutzer nicht mit der Abschreibung von Anlagen, die eine Weiternutzung im Wasserstoffnetz erfahren könnten, zu belasten, müssten diese von einer beschleunigten Abschreibung ausgenommen werden. Stattdessen sollten diese Anlagen mit den Restbuchwerten zum Zeitpunkt der Übergabe an die Wasserstoffnetzbetreiber veräußert werden. In solchen Fällen sei eine beschleunigte Abschreibung nicht angemessen. Da aber diese Einzelfälle einer künftigen Weiterverwendung nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden könnten, ergebe sich eine zusätzliche Herausforderung für die Regulierung. Vor allem die Situation, dass bereits beschleunigt abgeschriebene Anlagen später dann doch weiterverwendet werden sollen, sei besonders problematisch. In diesem Fall sei es kaum möglich, die zuvor zu hoch belasteten Verbraucher zu kompensieren. Die Regulierung sei hier deshalb gefordert, die Annahmen der Netzbetreiber kritisch und anlagengutscharf zu prüfen.
- 84 Andere Stellungnahmen sahen ebenso die Notwendigkeit einer solchen Regelung. Sollten sich im Laufe der Zeit neue Erkenntnisse ergeben, die eine Umstellung auf Wasserstoff (nicht

mehr) möglich machen, sollte jedoch die Möglichkeit gewährleistet sein, die Entscheidung an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen.

85 Wiederrum andere Stellungnahmen sehen die Nachnutzung für Wasserstoff an sich kritisch. Die Umnutzung von Erdgasnetzen als Wasserstoffnetze solle nur in gut und ausführlich begründeten Fällen möglich sein und nur sofern sie nicht im Widerspruch zu den Klimaschutzzielen, zum Ausstieg aus fossilen Energien bis spätestens 2045 und den Vorgaben des GEG stünden. Bei der Gewährung von Ausnahmeregelungen solle das Risiko einer gegebenenfalls unvollständigen Abschreibung aufgrund einer schlussendlich doch stattfindenden Stilllegung alleine beim Netzbetreiber liegen.

3.9. Ausnahmen für Anlagengruppen

86 Überwiegend wurde die Fortführung der Regelung aus der Festlegung KANU 1.0 befürwortet, wonach lediglich Verwaltungsgebäude von den neuen Abschreibungsmodalitäten ausgenommen sind.

87 Vereinzelt wurde gefordert, alle Anlagengruppen den neuen Abschreibungsmodalitäten zu unterwerfen. Im Hinblick auch auf Verwaltungsgebäude wurde dies damit begründet, dass entsprechend den normierten Vorgaben regionale Standorte (klassifiziert als Verwaltungsgebäude) zur Bewältigung der Störungsbeseitigung bei Flächennetzbetreibern erforderlich seien. Bei derartigen Standorten in ländlichen und strukturschwachen Regionen könne nicht davon ausgegangen werden, dass für alle Standorte Käufer gefunden werden, welche bereit wären, den kalkulatorischen Restbuchwert zu bezahlen, wenn die Gasnetze stillgelegt wurden.

88 Andere Stellungnahmen sahen in der Anlagengruppe I (Allgemeine Anlagen) generell die Möglichkeit eines Verkaufs oder der Weiternutzung, so dass diese allgemeinen Anlagen nicht den Flexibilisierungen unterworfen werden sollten.

3.10. Interessen der Netznutzer und Verbraucher und Vermeidung von Fehlanreizen

89 In verschiedenen Stellungnahmen wurde ein verstärkter Fokus auf die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher gefordert. Insbesondere wurde gefordert, dass die Änderungen so gestaltet werden müssten, dass keine sprunghaften Anstiege der Netzentgelte entstehen. Dies sei wichtig für die Planungssicherheit der Verbraucher und Netznutzer (zu Fragen der anlagengutscharfen Betrachtung und der Begründungstiefe bei der Wahl der Abschreibungsmodalitäten siehe die Ziffern 3.3 und 3.7).

90 In diesem Zusammenhang wurde auch die Möglichkeit von Sonderabschreibungen kritisch gesehen. So wurde die pauschale Anerkennung von Sonderabschreibungen zum Ende der Nutzungsdauer teilweise abgelehnt. Derartige Fehlanreize müssten vermieden werden. Die

skizzierten Regelungen ermöglichten es den Netzbetreibern bereits, die Restwerte bis zum Jahr 2045 oder früher abzuschreiben. Es obliege daher der Verantwortung der Netzbetreiber, Konstellationen zu verhindern, in denen eine Refinanzierung der Anlagen bis dahin nicht möglich sei, weil etwa eine geplante Weiternutzung doch nicht umgesetzt werde. Blicke die Möglichkeit von Sonderabschreibungen, wenn auch nur im Einzelfall, bestehen, bestünde kein Anreiz zu einer möglichst realistischen Planung bzgl. Stilllegung oder Weiternutzung der Anlagen. Stattdessen würde zur Gewinnmaximierung lediglich eine langsame Abschreibung erfolgen. Das Risiko von entsprechenden Fehleinschätzungen dürfe nicht einseitig auf die Netznutzer abgewälzt werden, was aber der Fall wäre, wenn man Sonderabschreibungen im Einzelfall zuließe.

91 Jedoch wurde demgegenüber auch argumentiert, dass derartige Sonderabschreibungen bedingt durch die kommunalen Wärmeplanungen und darauf basierenden möglichen außerplanmäßigen Stilllegungen von Anlagen notwendig werden könnten, so dass die kalkulatorischen Verluste dieser Anlagen zu berücksichtigen seien.

3.11. Erkenntnisquellen für die Gasnetztransformation

92 Zur im Eckpunktepapier aufgeworfenen Frage, welche Erkenntnisse, Datenquellen oder Analysen genutzt werden könnten, um die Wahl eines Abschreibungsmodells fachlich zu begründen, ist eine Vielzahl von Vorschlägen gemacht worden. Diesbezüglich wurden genannt: Die Ergebnisse von kommunalen Wärmeplanungen, Gasnetzgebietstransformationspläne nach DVGW-Regelwerk, die Kernnetz-Genehmigungen und die Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz, das Ergebnis integrierter Netzentwicklungspläne, Stilllegungspläne gemäß Artikel 57 Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie Fahrpläne zur Umstellung der Netzinfrastruktur gemäß § 71k GEG sein.

93 Darüber hinaus wurden verschiedene Studien zur Gasnetztransformation als Erkenntnisquellen genannt. Verwiesen wurde auch auf die im Auftrag des BMWK erstellten Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.

94 Darüber hinaus wurde darauf abgestellt, dass daneben auch auf die den Netzbetreibern vorliegenden Verbrauchszahlen abzustellen sei und verstärkt auch die erwarteten Absatzmengen bei der Bestimmung der Abschreibungsmethoden zu berücksichtigen seien. In diesem Zusammenhang wurden auch Verträge, Simulationen oder Entwicklungen der Netzentgelte genannt.

95 Teilweise wurde jedoch argumentiert, für die Wahl des Abschreibungsmodells gebe es keine Notwendigkeit einer fachlichen Begründung im Einzelnen durch die Netzbetreiber. Vielmehr würden die politischen Rahmenbedingungen grundsätzlich als ausreichende Begründung

angesehen. Es liege in der Eigenverantwortung der Netzbetreibers, die Refinanzierung ihrer Anlagen in den ihnen zugestandenen Möglichkeiten sicherzustellen.

3.12. Anwendungszeitpunkt der neuen Abschreibungsmodalitäten

- 96 Die Möglichkeit, die neuen Abschreibungsmodalitäten bereits bei der Anpassung der Erlösbergrenze und Entgeltbildung für das Jahr 2025 anzuwenden, wurde begrüßt. Die Anpassungsmöglichkeit müsse so früh wie möglich erfolgen. Hierzu sei das Festlegungsverfahren rechtzeitig vor der Veröffentlichung der Entgelte im Oktober 2024 abzuschließen.
- 97 Bezüglich der Fernleitungsnetzbetreiber wurde festgestellt, dass diese bereits im Juni ihre Entgelte grundsätzlich verbindlich für das Folgejahr veröffentlichen. Insoweit wurde eine Abwicklung über das Regulierungskonto gefordert. Jedoch wurde diesbezüglich auch festgestellt, dass sich durch den kumulierten Effekt in den Folgejahren eine übermäßige Belastung der Tarife ergeben könnte.
- 98 Teilweise wurde argumentiert, dass der Zeitraum bis zur Veröffentlichung eine Herausforderung darstelle, aber dennoch eine möglichst frühe Anpassung ermöglicht werden solle, denn so stünde ein weiteres Jahr mit noch hohen Mengen und einer hohen Zahl an Anschlussnutzern zur sachgerechten Verteilung der Kosten zur Verfügung. Hierbei sollte auf einen zunächst nicht zu hohen Anstieg der Entgelte geachtet werden.
- 99 Diesbezüglich wurde argumentiert, dass durch eine schnelle Umsetzung eine etwaige Belastung der Kunden, die in der Endphase der Gasnetznutzung am Netz verblieben, abgemildert werden könne. Je später die Umstellung erfolge, desto höher müsste jedoch der degressive Abschreibungssatz ausfallen.
- 100 Vereinzelt wurde für das Jahr 2025 eine Art Karenzzeit gefordert. So sollten die Entgelte für dieses Jahr wie bisher kalkuliert werden und die rechnerischen Erhöhungen in den Folgejahren über das Regulierungskonto abgewickelt werden.
- 101 Am weitestgehend war die Forderung, die neuen Abschreibungsmodalitäten rückwirkend auch für die Jahre 2023 und 2024 anzuwenden und die Änderungen über das Regulierungskonto abzuwickeln.
- 102 Schließlich wurde gefordert, dass eine Anwendung der Regelungen zum Jahr 2025 nicht verpflichtend sein solle.
- 103 Nur vereinzelt wurde einer Anwendung der Regelungen bereits für die vierte Regulierungsperiode grundsätzlich widersprochen.

3.13. Materielle Ausgestaltung des Transformationselements

- 104 Bezüglich der materiellen Ausgestaltung des Transformationselements wurde die Frage aufgeworfen, wie sich dieses im Rahmen der Regulierungsformel zu den Effizienzvorgaben, den Produktivitätsvorgaben und dem Inflationsausgleich verhält.
- 105 Zudem solle klargestellt werden, dass das Transformationselement auch für Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gilt.

3.14. Verfahrensregelungen

- 106 Zu der Frage, wie das Verfahren zum Transformationselement ausgestaltet werden soll, sind unterschiedliche Stellungnahmen eingegangen.
- 107 Eine Vielzahl der Stellungnahmen befürwortete das vorgeschlagene Anzeigeverfahren. Dieses ermögliche eine schnelle und unbürokratische Umsetzung der neuen Regelungen. Für die Transformation der Erdgasnetze müsse ein Regulierungsrahmen geschaffen werden, der ein flexibles Handeln mit wenig bürokratischem Aufwand ermöglicht.
- 108 Teilweise wurde gefordert, dass eine Anzeige Gültigkeit bis zum Ablauf der kalkulatorischen Restnutzungsdauer der entsprechenden Anlagen haben sollte, vorbehaltlich einer erneuten Anzeige aufgrund einer etwaigen erneuten Änderung der Abschreibungsmodalitäten.
- 109 Als Alternative zum Anzeigeverfahren wurde im Fall des Antragsverfahrens gefordert, dass es eine Genehmigungsfiktion nach Ablauf einer bestimmten Frist nach Antragstellung geben solle.
- 110 Einige Stellungnahmen sprachen sich gegen ein Anzeigeverfahren und für ein Antragsverfahren mit einer Begründungspflicht für die Netzbetreiber aus. Die konkrete Umsetzung der Regelungen, einschließlich der zugrundeliegenden Annahmen zum Verbrauch und zur etwaigen Weiterverwendung der Netze, sollten vorab von der Regulierungsbehörde geprüft und mit den Wärmeplänen der Kommunen sowie den Ausbauplänen für die Wasserstoffinfrastruktur abgeglichen werden. Dies könne in der notwendigen Tiefe nur in einem Antragsverfahren sinnvoll umgesetzt werden.
- 111 Überwiegend wurde gefordert, dass mit einem jährlichen Verfahren eine flexible Änderung vorheriger Anzeigen oder Anträge möglich sein solle (siehe Ziffer 3.3 zur Frage der Flexibilität). Einige Stellungnahmen sprachen sich für eine Fixierung der Entscheidung für die Dauer einer Regulierungsperiode aus, um Schwankungen der Netzentgelte zu vermeiden und die Planungssicherheit für Netznutzer und Verbraucher zu erhöhen.

3.15. Weiteres Vorbringen

- 112 Darüber hinaus wurden die folgenden Aspekte in der Konsultation vorgebracht:

3.15.1. Biogasanschlüsse

- 113 Die neuen Abschreibungsmodalitäten sollten auch für den Netzanschluss von Biogaseinspeiseanlagen gelten, um Verzerrungen zu vermeiden.

3.15.2. Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge

- 114 Zur Vermeidung von Verzerrungen sollten auch Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei den neuen Abschreibungsmodalitäten berücksichtigt werden.

3.15.3. Pflicht zur schnelleren Abschreibung

- 115 Vereinzelt wurde das Eckpunktepapier so verstanden, dass sich daraus eine Verpflichtung zu einer Abschreibung der Gasnetze spätestens zum Jahr 2045 ergebe. Ausnahmen hiervon, wie beispielsweise eine Umrüstung von Gasnetzen auf Wasserstoff, müssten von den Netzbetreibern nachprüfbar begründet sowie im Anschluss von der Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt werden. Dies müsse im Kontext der kommunalen Wärmeplanung und im Einklang mit den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes geschehen.

3.15.4. Abbildung von Netzübergängen

- 116 Die Abbildung von Netzübergängen wurde unkritisch gesehen. Stellenweise wurde argumentiert, dass die Anlagenbuchhaltung die Anlagen weiterhin entsprechend ihren Eigenschaften führen müsse. Somit könnten die konkreten Restwerte, die übertragen werden sollen, immer ermittelt werden. Andererseits wurde argumentiert, dass bei einer erhöhten regulatorischen Aggregation Informationen gegebenenfalls nicht mehr anlagengutscharf vorliegen würden.
- 117 Es wurde auch vorgetragen, dass bei der Verwendung von Netz-IDs zur Abbildung von verschiedenen Abschreibungsmodalitäten sich keine Schwierigkeiten bei Netzübergängen ergeben würden. Diese seien ohnehin nie frei von Diskussionen zwischen den beteiligten Netzbetreibern. So lasse sich ein Netzübergang bereits jetzt auf der Ebene von Anlagengruppen und Aktivierungsjahren vereinbaren. Das werde auch bei differenzierteren Abschreibungsverläufen pro Anlagengruppe möglich sein, wenn diese transparent ausgewiesen werden. Dem aufnehmenden Netzbetreiber müsse jedoch die Möglichkeit eingeräumt werden, nach eigenem Ermessen und eigener wirtschaftlicher Bewertung die Abschreibungsmodalitäten ab Netzübernahme unbürokratisch für die Zukunft anzupassen.

3.15.5. Regelungen für den Zeitraum ab dem Jahr 2028

- 118 In Aussicht auf die fünfte Regulierungsperiode ab dem Jahr 2028 wurde gefordert, dass die Regelungen des Übergangsmodells fortgeführt werden sollten, um dem Prinzip der Stetigkeit und Planbarkeit Rechnung zu tragen.

3.15.6. Effizienzvergleich

- 119 Bezogen auf den Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung wurde angemerkt, dass die Netzbetreiber aufgrund der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten im Hinblick auf ihre Kapitalkosten nicht mehr vergleichbar seien. Der Effizienzvergleich wäre unter diesen Voraussetzungen nicht sinnvoll anwendbar und daher abzuschaffen.

3.15.7. Eigenkapitalverzinsung

- 120 Vereinzelt wurde gefordert, dass die durch höhere Abschreibungen im Zeitablauf geringer ausfallende Eigenkapitalverzinsung zu kompensieren sei. Ein Ausgleich dieser Renditeschwächung sei einer Lösung zuzuführen. Die Netzbetreiber seien so zu stellen, wie sie ohne einen Eingriff in die Abschreibungssystematik stehen würden. Die Finanzierung sollte aus Steuergeldern erfolgen.
- 121 Eine andere Forderung sah die Notwendigkeit einer Anpassung bei der Höhe der Eigenkapitalverzinsung. Mit der Dekarbonisierung der Gasnetze bestehe im Vergleich zu den Stromnetzen ein höheres Risiko von Verlusten, weil Anschaffungen nicht vollständig amortisiert werden könnten. Demnach sei ein höherer Risikozuschlag im Gasbereich notwendig.

3.15.8. Handels- und Steuerbilanz

- 122 Vielfach wurden die Auswirkungen der regulatorisch ermöglichten flexiblen Abschreibungsmodalitäten auf die Handels- und Steuerbilanz erörtert. Gerade die degressive Abschreibung könne in den Anfangsjahren zu einer erhöhten Gewinnausschüttung führen, sofern der Sachverhalt nicht in der Handelsbilanz abgebildet werden könne. Insofern sei ein Gleichlauf der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Bewertung notwendig. Hier sei eine ganzheitliche Betrachtung notwendig.
- 123 Teilweise wurde vorgetragen, dass die Gewinnausschüttung aufgrund der jeweiligen Vereinbarungen kleinere, kommunale Netzbetreiber benachteiligen würde. Größere Netzbetreiber seien hingegen in ihrer Mittelverwendung freier. Es müsse ermöglicht werden, dass die an den Kapitalgeber erfolgenden Mittelrückflüsse wieder effizient investiert werden könnten.

3.15.9. Evaluierung der Regelungen

Die erlaubten Abschreibungsmodalitäten seien jährlich dahingehend zu evaluieren, ob die festgelegten Varianten noch den typischen Verlauf der Nutzung eines Gasnetzes abbilden oder ob hier Anpassungen vorgenommen werden müssten. Hier seien dann insbesondere auch Entwicklungen zu berücksichtigen, die sich aus einem Fortschreiten der kommunalen Wärmeplanungen und den Planungen zur Wasserstoffinfrastruktur ergeben.

3.15.10. Erhöhung des Datenvolumens:

- 124 Es wurde darauf hingewiesen, dass mit einer erheblichen Vergrößerung des regulatorischen Datenvolumens zu rechnen sei, was zu zusätzlichen Kosten für Beratungs- und IT-Dienstleistungen führen könnte. Eine bundeseinheitliche Regulierungsanwendung werde daher empfohlen, um diese Herausforderungen zu bewältigen.

4. Anhörung des Festlegungsentwurfs

- 125 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurf am 17.07.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am 24.07.2024 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 126 Es sind insgesamt 64 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Sieben Verbände, 49 Netzbetreiber und Zusammenschlüsse von Netzbetreibern, zwei weitere Unternehmen der Energiewirtschaft, fünf Landesregulierungsbehörden sowie das Bundeskartellamt haben Stellung genommen.

4.1. Anpassung der Abschreibungsmodalitäten und Flexibilität

- 127 Die im Festlegungsentwurf vorgesehene Flexibilität der Abschreibungsmodalitäten im Vergleich zum Eckpunktepapier wurde grundsätzlich begrüßt. Die schnelle Einführung der Option kürzerer Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen und die Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten seien notwendig und sachgerecht, um einen wirtschaftlichen Netzbetrieb zu ermöglichen und die Netzkosten angemessen zu verteilen. Angesichts des Umstands, dass ein Teil der Gasnetzinfrastruktur stillgelegt werden müsse, sei eine Anpassung der kalkulatorischen Abschreibungsmodalitäten und eine flexible Ausgestaltung erforderlich, um eine Amortisation der Investitionen zu gewährleisten und Finanzmittel für den Umbau der Energieversorgungsnetze früher freizusetzen. Dies gelte sowohl im Hinblick auf die Flexibilisierung des möglichen Endzeitpunkts der Nutzungsdauern als auch bezüglich der

Betrachtungsebene nach Kommunen, Netzsträngen, Anlagengruppen oder auch einzelnen Anlagen, wo erforderlich. Auch der Anwendungszeitraum ab 2025 wurde ganz überwiegend begrüßt.

- 128 Grundsätzlich wurde gefordert, dass der gesamte Rechtsrahmen auf die Transformation der Gasnetze auszurichten sei, was von der Bundesnetzagentur fachlich zu unterstützen sei. In diesem Zusammenhang wurde darauf hingewiesen, dass es Gasnetzbetreibern zukünftig insbesondere zur Erreichung der Klimaschutzziele erlaubt sein werde, den Zugang zum Netz oder Anschluss an das Netz zu verweigern und bestehende Netzanschlüsse zu trennen. Es sei daher zu erwarten, dass die Außerbetriebnahme von Leitungsabschnitten nicht nur in Einzelfällen vor dem Jahr 2045 stattfinden werde. Die mit dem Entfall von Versorgungspflichten mögliche Optimierung der Gasnetztransformation sollte nicht durch überhöhte Begründungsanforderungen an das (kalkulatorische) Nutzungsdauerende erschwert werden.
- 129 Es wurde vorgetragen, dass der Festlegungsentwurf einen ausgewogenen Ausgleich zwischen dem Interesse der Gasnetznutzer an stabilen Gasnetzentgelten, dem Interesse der Netzbetreiber an Planungs- und Investitionssicherheit und dem gesamtgesellschaftlichen Interesse an der Dekarbonisierung der Energieversorgung darstelle.
- 130 Teilweise wurde jedoch vorgetragen, dass der Entwurf die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher bisher noch nicht in den Blick nehme. Es würden Schutzmechanismen vor einem unangemessen hohen Entgeltsprüngen in der Anfangsphase der Anwendung der Festlegung fehlen, etwa eine prozentuale Begrenzung der Netzentgelterhöhung im Vergleich zum Vorjahr.
- 131 Andererseits wurde der Festlegungsentwurf auch von der Verbraucherseite begrüßt. Zwar werde hierdurch die absolute Kostenbelastung zeitlich nach vorne geschoben, gleichzeitig sinke im Vergleich zur Beibehaltung der aktuellen Regelung die zukünftige Belastung der einzelnen Netznutzer und Letztverbraucher, da deren Anzahl absehbar stark sinken würde. Jedoch müssten für den Zeitraum z.B. ab 2035 noch weitere Maßnahmen ergriffen werden, um Entgeltsteigerungen zu begegnen, etwa durch staatliche Transfers. Zu prüfen sei auch eine Sonderabgabe für die Nutzer des umgewidmeten Wasserstoffnetzes, da diese Netze zu einem großen Teil bereits von den Erdgasnutzenden finanziert worden seien. Es sei auch zu prüfen, ob die Netzbetreiber sich an diesen Kosten aus ihren Gewinnen beteiligen müssten.
- 132 Teilweise wurde vorgetragen, dass ein Optimierungspotential für Netzbetreiber bestünde. Diese könnten durch schnellere Abschreibungen aufgrund der schnelleren Rückflüsse die notwendige Kapitalaufnahme reduzieren. Andererseits würden sich Kostenerhöhungen durch höhere Beratungs- und IT-Kosten ergeben, was dem Sinn der Regulierung widerspreche.

133 Es solle noch klargestellt werden, dass nach Landesrecht erstellte Wärmeplanungen gleichwertig berücksichtigt werden könnten. Möglich seien zudem auch Stilllegungszeitpunkte vor dem Jahr 2035.

4.2. Nutzungsdauern bei linearen Abschreibungen

134 Um eine verbindlichere Regelung des Ausnahmecharakters der beschleunigten Abschreibungen zu erreichen, sei die Fußnote zu Tenorziffer 2 umzuformulieren. Vorgeschlagen wurde eine Formulierung von „darf“ statt „sollte“ oder die Regelung einer Begründungspflicht in Form eines Verweises auf Vorgaben oder Beschlüsse auf Landes- oder kommunaler Ebene oder Beschlüsse des Unternehmens.

135 Es solle klargestellt werden, dass für die Wahl eines Nutzungsdauerendes vor Ende 2044 rechtliche, planerische oder tatsächliche Anhaltspunkte erforderlich seien, hingegen eine Abschreibung zu Ende 2044 bedingungslos bzw. allein unter Verweis auf das Bundesklimaschutzgesetz möglich sei. Es solle auch klargestellt werden, dass eine nachträgliche Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Zuge neuer Erkenntnisse zu jedem Zeitpunkt möglich sei.

136 Teilweise wurde argumentiert, dass die Restriktionen vollständig entfallen sollten und eine vollständige Refinanzierung der Gasnetze bis zum Jahr 2035 ermöglicht werden sollte. Das Risiko von Entgeltsprüngen zum Ende der Gasnetznutzung sei höher zu bewerten als das Risiko von Entgeltsprüngen am Anfang der Umstellung der Abschreibungsmodalitäten.

137 Auch solle klargestellt werden, dass beispielsweise eine entsprechende Wahl der Nutzungsdauern zunächst nur für Anlagen über den Kapitalkostenaufschlag (betreffend die Zugangsjahre ab 2021) keine Einschränkung darstellt, für die Anlagen mit Zugangsjahren bis 2020 zu einem späteren Zeitpunkt eine Entscheidung zu den Nutzungsdauern basierend auf den gleichen Erwägungen zu treffen.

138 Teilweise wurde gefordert, dass die Wahl einer verkürzten linearen Abschreibung einen späteren Wechsel zu einer degressiven Abschreibung des Anlagenguts ausschließen solle.

139 Zudem wurde gefordert, dass in materieller Hinsicht klargestellt werden solle, dass je SAV-ID ein eigenes Nutzungsdauerende gewählt werden dürfe. Die Formulierung „für alle Anlagengruppen“ könnte ggf. so verstanden werden, dass nur ein einheitliches Nutzungsdauerende zugelassen werden.

4.3. Degressive Abschreibungen

140 Die Bandbreite der degressiven Abschreibungen von 8 bis 12 % wurde teilweise als grundsätzlich sachgerecht angesehen. Der vorgesehene Korridor erlaube bereits gute

Gestaltungsmöglichkeiten, die Abschreibungen an die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbindungen eines sich transformierenden Energie- und Gasmarktes anzupassen. Jedoch müsste, beispielsweise bei den Erörterungen für den Zeitraum ab 2028, eine Evaluierung und ggf. Erhöhung des oberen Randes erfolgen.

- 141 Teilweise wurde die Bandbreite kritisiert: Die Erwägungen der Beschlusskammer hierzu seien unzutreffend. So würden die 12 % als obere Bandbreite auch damit begründet, dass sich diese bei einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren hinreichend von einer linearen Abschreibung unterscheiden müsse. Jedoch würde in dieser Konstellation ein Wechsel zur linearen Abschreibung bereits im dritten Jahr erfolgen. Bei einer Restnutzungsdauer von 20 Jahren und einem degressiven Abschreibungssatz von 8 % erfolge der Wechsel erst im neunten Jahr.
- 142 Daher sei ein Abschreibungssatz von 16 % (zumindest aber 15 % wie im Eckpunktepapier) erforderlich, um bei einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren eine hinreichende Unterscheidung zwischen degressiven und linearen Abschreibungen zu bewirken.
- 143 Andere Stellungnahmen begrüßten grundsätzlich die Bandbreite, jedoch solle im Zuge der Erörterung der ab 2028 greifenden Nachfolgeregelung zu KANU 2.0 die Obergrenze der Spannbreite überprüft werden.
- 144 Hinsichtlich der Bandbreite wurde die Frage aufgeworfen, ob hier nur ganze Zahlen (8, 9, 10, 11 oder 12 %) angesetzt werden dürfen oder auch Nachkommstellen zulässig seien.
- 145 Zum erforderlichen Wechsel von der degressiven zur linearen Abschreibung in der Endphase der Nutzungsdauer wurde eine Klarstellung gefordert, ob eine einmalige oder eine jährliche Berechnung anzustellen sei.

4.1. Ausnahmen für Anlagengruppen

- 146 Der Ansatz, bestimmte Anlagengruppen von den Abschreibungsmodalitäten auszunehmen, wurde grundsätzlich nachvollzogen. Die Regelung betreffe Anlagengüter, die unabhängig von der Existenz des Gasnetzes verwendbar seien und auch Anlagengruppen mit ohnehin sehr kurzen Nutzungsdauern. Jedoch müsse hier der spätere Übergang auf ggf. ebenfalls regulierte Sparten sachgerecht abgebildet werden.
- 147 Allerdings trage für bestimmte Anlagengruppen die Argumentation nicht, dass diese anderweitige Verwendung unabhängig von einem Gasnetz finden könnten. Dies betreffe die Lagereinrichtungen (Anlagengruppe I.8) sowie die Werkzeuge und Geräte (Anlagengruppe I.7). Im Erdgasnetz würden teilweise spezielle Geräte eingesetzt, die nach einer Stilllegung des Erdgasnetzes nicht in einem Wasserstoff- oder anderweitigem Netz verwendet werden und deshalb auch nicht zu einem angemessenen Wert verkauft werden könnten. Die wirtschaftliche Notwendigkeit einer schnelleren Abschreibung der Geräte werde zudem durch

die Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor verstärkt, da zu deren Erfüllung neue Geräte angeschafft werden müssten. Die Mindestnutzungsdauer nach Anlage 1 der GasNEV von 14 Jahren sei zu kurz, um eine Amortisation der Geräte während der Restnutzungsdauer der betroffenen Gasnetze zu gewährleisten. Daher müsste die Nutzungsdauer auch für die Geräte und deren Lagerung verkürzt werden.

- 148 Eine fehlende Verwertbarkeit könne auch bei Verwaltungsgebäuden eintreten, deren Weiterverwendung oder Veräußerung standortabhängig sei.
- 149 Die Herausnahme der Anlagen könne einen späteren Bedarf an entsprechenden kalkulatorischen Sonderabschreibungen nach sich ziehen.
- 150 Auch sei fraglich, ob die Ausnahmeregelung für Anlagen mit ohnehin relativ kurzen Mindestnutzungsdauern von 3 bis 14 Jahren angesichts der kurzen Laufzeit von KANU 2.0 erforderlich und angemessen sei. Zudem sollten die Ausnahmen für bestimmte Anlagengruppen im Zuge der Festlegung der künftigen Anschlussregelungen erörtert werden.

4.2. Umsetzungsfrist und Abwicklung im Regulierungskonto

- 151 Es wurde vorgetragen, dass der Fristenlauf bei einer Erlöswirksamkeit der Regelung bereits im Jahr 2025 zu kurz bemessen und unverhältnismäßig sei. Hierzu müsste eine Anzeige in Form der Anlage A bereits zum 15.10.2024 für alle Anlagengüter erfolgen. Üblicherweise erfolge zwar eine Veröffentlichung der Entgelte zu diesem Zeitpunkt, die Dokumentation gegenüber der Regulierungsbehörde aber erst zum 01.01. des Folgejahres.
- 152 Diese Anzeige sei zudem hinsichtlich der Berechnung der Abschreibungsmodalitäten bindend und eine rückwirkende Anpassung sei nicht möglich. Netzbetreiber müssten also bezogen auf ihr gesamtes Sachanlagevermögen die Entscheidung zur etwaigen Anwendung verkürzter Nutzungsdauern bereits Anfang Oktober 2024 treffen. Der Verweis der Beschlusskammer auf die Vorüberlegungen im Eckpunktepapier sei nicht zielführend, da dort noch andere Abschreibungsmodalitäten angedacht gewesen seien. Zudem stünden Netzbetreiber aktuell in einer herausfordernden Situation, die zu berücksichtigen sei. Gerade die erstmalige Anwendung im Jahr 2025 sei eine besondere Herausforderung, da dies voraussichtlich das neue Basisjahr sei, aber der genaue Rechtsrahmen für die fünfte Regulierungsperiode noch offen sei.
- 153 Zudem seien die Friktionen zu handelsrechtlichen Abschreibungen nach dem aktuellen Stand eine weitere Hürde. Die angedachten kalkulatorischen Abschreibungsmodalitäten könnten demnach handelsrechtlich nicht nachvollzogen werden. Die sich hieraus ergeben komplexen Fragestellungen seien innerhalb der kurzen Fristen nicht zu klären.

- 154 Daher wurde eine Karenzzeit etwa bis zum Jahresende 2025 gefordert. Die Entscheidung zur Anwendung der neuen Abschreibungsmodalitäten könnte für das Jahr 2025 auch rückwirkend über das Regulierungskonto abgewickelt werden. Dies würde auch Fernleitungsnetzbetreibern noch einen Ansatz der neuen Abschreibungsmodalitäten im Jahr 2025 ermöglichen, welche ihre Entgelte bereits verbindlich veröffentlicht haben. Dies beeinträchtigt aufgrund der zeitverzögerten und über drei Jahre verteilten Entgeltwirkung in der Zukunft auch nicht die Vorhersehbarkeit für die Netznutzer und Letztverbraucher. Zudem seien Netznutzer immer über die Veröffentlichungspflichten der Netzentgelte informiert.
- 155 Teilweise wurde jedoch auch vorgetragen, dass es verständlich sei, dass Erhöhungen der Erlösobergrenzen nach Ablauf des Jahres, in dem diese über Netzentgelte vereinnahmt werden, vermieden werden sollten.
- 156 Zumindest sei die Frist bis zum 31.12.2024 zu verlängern. Dies entspreche dem Zeitpunkt der Veröffentlichung der endgültigen Netzentgelte.
- 157 Zudem wurde gefordert, dass auch eine Umsetzung von KANU 2.0 im Zeitraum zwischen dem 15.10.2024 und dem 31.12.2024 erlaubt werden solle, insofern könnten die zum 15.10. vorläufig veröffentlichten Entgelte noch aktualisiert werden. An anderer Stelle wurde hingegen argumentiert, dass die Netzbetreiber selbst ein Interesse daran hätten, die Netzentgelte zu verstetigen und mit der Neukalkulation verbundenen Mehraufwand zu vermeiden.
- 158 Es wurde gefordert, dass der Erhebungsbogen möglichst frühzeitig veröffentlicht werden sollte, möglichst im August 2024, damit die Effekte bei der am 30.09.2024 startenden kaskadierenden Entgeltkalkulation berücksichtigt werden könnten.
- 159 Nur teilweise wurde hinterfragt, ob es für die Jahre 2025 bis 2027 überhaupt einen Bedarf gebe bzw. ob dieser nicht außer Verhältnis zum Verwaltungsaufwand stünde, der durch die Berechnung des Transformationselements entstehe.

4.3. Planungssicherheit für den Zeitraum ab 2028

- 160 Die Regelungen der Abschreibungsmodalitäten ab dem Jahr 2028 seien noch unklar. Die Befristung der Regelungen sei aufgrund der Systematik zwar nachvollziehbar, dennoch bedürfe es hinreichender Planungssicherheit für den Zeitraum ab 2028. Hierzu enthielten die Eckpunktepapiere der Bundesnetzagentur keine konkreten Anhaltspunkte. Es solle klargestellt werden, wie eine Nachfolgeregelung zu KANU 2.0 aussehen würde und ob nach wie vor ein additives Transformationselement Anwendung finden würde. Es sei eine konsistente Regelung über den gesamten Abschreibungszeitraum erforderlich.

161 Hierzu könnte zumindest klargestellt werden, dass die Kernpunkte der Festlegung bzw. die Grundzüge in das künftige Regulierungssystem einfließen werden, Einzelaspekte jedoch bei Bedarf fortentwickelt werden könnten.

162 Die Kapitalgeber, Wirtschaftsprüfer und Netzbetreiber benötigten Gewissheit, dass die unter KANU 2.0 gewählten Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten Bestand hätten und nicht durch eine Nachfolgeregelung aufgehoben werden. Ansonsten seien schlechtere Konditionen bei der Erlangung von Fremdkapital zu befürchten und die Akzeptanz des Gleichlaufs von kalkulatorischen, handelsrechtlichen und steuerrechtlichen Abschreibungen werden erschwert.

4.4. Umsetzung im Kapitalkostenaufschlag

163 Zum Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag solle noch klargestellt werden, bis wann die Anträge für das Jahr 2025, die grundsätzlich zum 30.06.2024 gestellt werden mussten, noch geändert werden können. Die Entgelte für das Jahr 2025 müssten zum 15.10.2024 veröffentlicht werden (für Gasverteilernetzbetreiber mit nachgelagerten Netzen sogar bis zum 06.10.2024). Es wurde vorgeschlagen, die Änderung der Anträge bis zum Jahresende zuzulassen. Ein anderer Vorschlag lautet, hier den 15.10.2024 anzusetzen, da zu diesem Zeitpunkt die Netzentgeltveröffentlichung nach § 20 EnWG erfolge.

164 Zudem solle klargestellt werden, wie mit Sachanlagen im Regulierungskonto umzugehen sei, die im Planansatz noch nicht berücksichtigt wurden. Hier müsse, trotz des verspäteten Ansatzes, auch eine Flexibilität bei den Abschreibungsmodalitäten eingeräumt werden. Generell müsse es möglich sein, von Planansätzen in der Ist-Abrechnung abzuweichen. Insoweit könne es keine Bindungswirkung geben.

165 Es wurde auch vorgeschlagen, in diesem Zusammenhang das Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag zu vereinfachen. Die Anpassung könnte allein über die Anzeige der Anlage A und einen Abgleich im Regulierungskonto erfolgen.

166 Es wurde eine Klarstellung gefordert, dass die Anlagengüter der Jahre 2023 und 2024 weiter wie bisher abgeschrieben werden (ggf. bis 31.12.2044 nach KANU 1.0) können, sofern der Netzbetreiber keine Änderung an den Abschreibungsmodalitäten vornimmt.

4.5. Ausgestaltung des Transformationselements

167 Gemäß dem Festlegungsentwurf seien bei der Berechnung des Transformationselements Netzübergänge zu berücksichtigen und die Anlagen ab dem Jahr der Netzabgabe herauszurechnen. Die Erläuterungen seien dahingehend klarzustellen, dass hierunter nicht nur die Restwerte, sondern auch Abschreibungen fielen.

- 168 Diesbezüglich sei klarzustellen, dass die tatsächlich abzugebenden Erlösobergrenzen keine verkürzten Nutzungsdauern enthalten, da der abgebende Netzbetreiber ansonsten mehr Erlöse übertragen würde, als in seinen Erlösobergrenzen vorhanden wäre. Das Transformationselement dürfe nicht in den übertragenden Erlösobergrenzen enthalten sein und auch der Erhebungsbogen zu den Netzübergängen dürfe nicht um das Transformationselement erweitert werden.
- 169 Für den aufnehmenden Netzbetreiber seien zur Berechnung des TFE insoweit noch weitere Informationen erforderlich, so etwa die Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV des abgebenden Netzbetreibers zur Bestimmung der Tagesneuwerte. Der Beschlussentwurf stelle jedoch insoweit und auch beim Effizienzwert auf die Werte des aufnehmenden Netzbetreibers ab. Hierzu seien Klarstellungen erforderlich.
- 170 Teilweise wurde vorgeschlagen, Netzübergänge bei der Berechnung des Transformationselements nicht zu berücksichtigen. Stattdessen solle der abgebende Netzbetreiber auch insoweit ggf. ein Transformationselement berechnen, welches im Verfahren zum Netzübergang aufgeteilt werden könnte.
- 171 Im Hinblick auf mögliche negative Kapitalkostenabzüge wurde gefordert, dass für Zwecke der Berechnung des TFE der entsprechende (fiktive) Kapitalkostenabzug rechnerisch auch negativ werden können müsse. Andere Stellungnahmen verwiesen auf die Fortgeltung der bestehenden Grundsätze, wonach der Kapitalkostenabzug nicht negativ werden dürfe.
- 172 Es wurde um eine Klarstellung gebeten, wie der Kapitalkostenabzug in der Konstellation von § 34a ARegV zu berechnen sei.
- 173 Zudem wurde die Frage aufgeworfen, was es genau hieße, dass der Übergangssockel nach § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV bei der Berechnung des TFE unberücksichtigt bleibe. Um Missverständnisse zu vermeiden, sollte klargestellt werden, dass der Übergangssockel gemäß § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV unabhängig von einer etwaigen Anwendung von KANU 2.0 Fortbestand hat.

4.6. SAV-IDs und Ausgestaltung der Anlage A

- 174 Die Systematik der SAV-IDs und Netz-IDs wurde begrüßt. Sie erlaube erforderlichenfalls eine genauere, freiwillige Betrachtung nach spezifischen Anlagegütern, für die unterschiedliche Abschreibungsmodalitäten angesetzt werden sollen.
- 175 Es solle klargestellt werden, dass für die regulatorische Umsetzung die SAV-IDs maßgeblich seien und die Netz-IDs lediglich ergänzend als Hilfsmittel für die Zuordnung und Aggregation genutzt werden könnten. Deshalb müsse die Zuordnung von SAV-IDs zu Netz-IDs auch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen oder angepasst werden können.

- 176 Es wurde kritisiert, dass der Festlegungsentwurf hier nicht zwischen Plan- und Ist-Werten unterscheide. Eine anlagengutscharfe Betrachtung und die damit einhergehende Vergabe von SAV-IDs könne erst mit Vorliegen der Istwerte eines abgeschlossenen Geschäftsjahres erfolgen. Auch deshalb solle eine abschließende materielle Umsetzung mit der Ist-Abrechnung über das Regulierungskonto zugelassen werden.
- 177 Es wurde vorgeschlagen, anstelle einer fortlaufenden Nummer als SAV-ID einen Code vorzusehen, der sich z.B. aus der Anlagengruppe, dem Zugangsjahr, dem Nutzungsdauerende und der Abschreibungsmodalität zusammensetzen könnte.
- 178 Die Ausgestaltung der Granularität der Anlage A wurde teilweise begrüßt. Es sei noch klarzustellen, was beim Ansatz einer neuen Abschreibungsmodalität und entsprechender Vergabe einer neuen SAV-ID mit der alten SAV-ID passiere. Es müsse sichergestellt werden, dass Anlagen nicht doppelt berücksichtigt werden.
- 179 Im Erhebungsbogen sollte eine Spalte ergänzt werden, in der bei einer neuen SAV-ID angegeben werden könnte, dass und aus welcher bestehenden SAV-ID die Sachanlagen überführt wurden, etwas bei einer teilweisen Änderung der Nutzungsdauer eines Sachanlagenguts.
- 180 Es wurde auch vorgeschlagen, die Anzeige des Transformationselements auf das zunächst eigenständig ermittelte Transformationselement als Ergebnis zu beschränken. Die Herleitung könnte formlos erläutert werden. Eine genaue Herleitung samt Angaben zum Sachanlagevermögen könnte im Rahmen der Abrechnung im Regulierungskonto erfolgen.
- 181 Die Anlage A sei um die genaue Berechnung des Transformationselements zu ergänzen. Die Anlage A berechne lediglich die Abschreibungen und Restwerte, nicht aber die neuen Werte etwa des Kapitalkostenabzugs und letztlich des Transformationselements. Die Berechnung des Kapitalkostenabzugs sei ein aufwändiger Rechenschritt, für den bisher kein behördliches Berechnungsblatt zur Verfügung stehe. Vor dem Hintergrund der knappen Fristen sei eine weitgehend automatisierte Berechnung des Transformationselements erforderlich.
- 182 Der Sinn einiger Spaltenüberschriften erschließe sich zudem nicht, insbesondere die Spalten zu sonstigen Korrekturen seien nicht erforderlich.
- 183 Teilweise wurde gefordert, auf eine Darstellung der Sachanlagen mit Zugängen ab dem Jahr 2021 zu verzichten, da diese ohnehin über das Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag abgewickelt würden.
- 184 Zudem wurde geltend gemacht, dass Anlagenabgänge und Schlüsseländerungen bei der Ermittlung der Kapitalkostenabzüge bzw. des TFE nicht zu berücksichtigen seien.

185 Sofern in den Folgejahren erstmalig ein TFE berechnet und angesetzt werde, könne der Erhebungsbogen nicht an die Restwerte des Vorjahres anknüpfen. In dieser Konstellation sei erneut eine Überleitung der Anschaffungs- und Herstellungskosten erforderlich.

4.7. Schnellere Abschreibung von Baukostenzuschüssen

186 Die Forderung einer beschleunigten Abschreibung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen wurde wiederholt.

4.8. Biogaskostenwälzung

187 Die Anwendung der Abschreibungsmodalitäten auch auf die Biogaskostenwälzung wurde begrüßt. Allerdings müsse die Meldung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern für das Folgejahr bereits zum 30.08.2024 erfolgen. Hier sei eine Überarbeitung des Erhebungsbogens vorzunehmen oder eine Änderung der Meldung, andernfalls eine Abwicklung über den Plan-Ist-Abgleich im Folgejahr zuzulassen.

4.9. Auswirkungen auf die Handels- und Steuerbilanz

188 Es wurde begrüßt, dass die Bundesnetzagentur den Fachaustausch zu den Auswirkungen auf die handels- und steuerrechtlichen Nutzungsdauern begleiten werde. Gerade bei der Existenz von Ergebnisabführungsverträgen müsste eine Anpassung durch Übernahme der Abschreibungsmodalitäten oder Bildung eines passiven Rechnungsabgrenzungsposten erfolgen. Die Bundesnetzagentur sollte jedoch aktiv auf entsprechende Abstimmungen und Entscheidungen mit dem Bundeswirtschaftsministerium, dem Bundesfinanzministerium und dem Institut der Wirtschaftsprüfer hinwirken, um möglichst rasch Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.

189 Handelsrechtlich seien spätere Abweichungen von einer bei Nutzungsbeginn gewählten Nutzungsdauer nur in begründeten Ausnahmefällen möglich. Eine willkürliche Planänderung sei nicht zulässig. Das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität und der Ausstieg aus der Erdgasnutzung hätten jedoch entsprechende Rückwirkungen auf die Restnutzung der bestehenden Erdgasinfrastrukturen. Dennoch stelle allein der Beschluss KANU 2.0 keine hinreichende Grundlage für eine Umstellung der handelsrechtlichen Nutzungsdauern dar, sofern es noch verschiedene Handlungsoptionen wie eine Umrüstung zu Wasserstoff gebe. Es komme vielmehr handelsrechtlich auch auf die unternehmensindividuellen Gegebenheiten bzw. die konkreten, belastbaren Planungen und Beschlüsse an, z.B. auf die kommunale Wärmeplanung. Ein Begründungserfordernis für verkürzte kalkulatorische Nutzungsdauern werde in den Gründen zum Beschluss unterstellt, aber im Tenor nicht explizit genannt. Es sei daher nicht auszuschließen, dass ein Netzbetreiber kalkulatorisch verkürzte Nutzungsdauern

ansetzt, obwohl er eine Umstellung des Netzes auf Wasserstoff beabsichtigt. In dieser Konstellation könnten die kürzeren Nutzungsdauern handelsrechtlich nicht abgebildet werden.

190 Die regulatorisch eingeräumte Flexibilität dürfe nicht dazu führen, dass die Nutzungsdauern in kurzen Abständen immer wieder angepasst würden. Eine Änderung der kalkulatorischen Nutzungsdauern würde nur dann auch die handelsrechtlichen Abschreibungen betreffen, wenn sie auf Grundlagen basiert, die objektiv nachvollziehbar Auswirkungen auf den Abschreibungsplan nach handelsrechtlichen Grundsätzen hätten.

4.10. Auswirkungen auf Konzessionsverfahren

191 Es bestünde die Gefahr, dass eine beschleunigte Abschreibung vorgenommen werde und sich zu einem späteren Zeitpunkt herausstelle, dass doch eine substantielle Nutzung des Energieträgers Gas unvermeidbar bleibe. In diesen Fällen bestünde die Gefahr, dass dem gesetzlich vorgesehenen Konzessionswettbewerb die wirtschaftliche Grundlage entzogen werde.

4.11. Investitionsmaßnahmen

192 Zudem sei zu regeln, dass bei noch laufenden Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV nach wie vor verkürzte Nutzungsdauern angesetzt werden können.

4.12. Sondernetzentgelte

193 Die Auswirkungen der Regelungen in KANU 2.0 auf Sondernetzentgelte müsste erörtert werden.

4.13. Sonderabschreibungen aufgrund von kommunalen Wärmeplanungen

194 Es wurde gefordert, dass etwaige Sonderabschreibungen, die sich aus außerplanmäßigen Stilllegungen von Anlagen aufgrund von kommunalen Wärmeplanungen ergeben würden, kalkulatorisch anzuerkennen seien.

4.14. Verhältnis zum künftigen Wasserstoffnetz

195 Durch die Wahl der Abschreibungsmodalitäten dürften Netzbetreiber weder unangemessene Netzentgelte erzielen, noch ungerechtfertigte Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Infrastrukturbetreibern bei der Errichtung des zukünftigen Wasserstoffnetzes erlangen. Es sei daher zu begrüßen, dass die Entscheidungen der Netzbetreiber zur Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen dem Grunde nach der Aufsicht durch die zuständige Regulierungsbehörde in den jeweiligen Verfahren unterliegen und dass ein Nutzungsdauerwechsel – wie auch bisher schon – nur in begründeten Fällen möglich sei.

196 Darüber hinaus sei eine mögliche Wechselwirkung mit der zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung der Wasserstoffnetze zu beachten. Es sei wichtig, die Effekte der beschleunigten Abschreibungen der Gasnetze angemessen zu berücksichtigen, etwa im Hinblick auf den Wertansatz der ggf. dann doch weitergenutzten Anlagen.

4.15. Effizienzvergleich

197 Bezüglich einem Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode wurde eine behördliche Zusage gefordert, dass dieser aufgrund der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten nicht mehr durchführbar sei.

4.16. Aufhebung KANU 1.0

198 Bezüglich der Aufhebung der Festlegung KANU 1.0 solle klargestellt werden, dass sofern ein Netzbetreiber eine nach KANU 1.0 ausgewählte Abschreibungsmodalität fortführt, die Festlegung KANU 1.0 insoweit fortbestehe.

5. Weiterer Verfahrensablauf

199 Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs 3 S. 4 und 5 EnWG am 12.09.2024 hergestellt.

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

II. Rechtliche Würdigung

1. Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben

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

1.1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

202 Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie Art. 78 Richtlinie (EU) 2024/1788) geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission

Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.2. Gesetzesreform und Übergangsregelung

- 203 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.
- 204 Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
- 205 Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).
- 206 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode grundsätzlich fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.3. Interessenabwägung

- 207 Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest.
- 208 Vorliegend wird jedoch von der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG Gebrauch gemacht. Einen grundsätzlichen materiellen Widerspruch der Regelungen der ARegV und der GasNEV zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.
- 209 Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es grundsätzlich essentiell, dass der Rechtsrahmen für die Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden und sollten die Ausnahme bilden. In der hier vorliegenden Konstellation wurde jedoch ein Anpassungsbedarf erkannt, der bereits im Laufe der vierten Regulierungsperiode einen derart hohen Grad erreicht, dass ein Abwarten der fünften Regulierungsperiode im Ergebnis nicht sachgerecht wäre (siehe hierzu insb. die Erwägungen unter Ziffer 12). Insoweit kommt das vom Gesetzgeber für den Übergangszeitraum austarierte Ergebnis zum Tragen, wonach einerseits durch die Fortgeltung des bisherigen Rechtsrahmen eine hinreichende Rechtssicherheit gegeben ist, andererseits bei einem erkannten Anpassungsbedarf auch für die vierte Regulierungsperiode durch die unabhängige Regulierungsbehörde die erforderlichen Anpassungen vorgenommen werden können.

2. Zuständigkeit

- 210 Die in diesem Beschluss 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. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 1. Alt. EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 13) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG.

3. Adressaten der Festlegung (Tenorziffer 1)

- 211 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG.
- 212 Gemäß Tenorziffer 13 berühren die Verfahrensvorschriften in den Tenorziffern 5, 7 S. 3 und 4, 8 S. 10 und 11 sowie in Tenorziffer 9 nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Insoweit erfolgt eine Regelung der Verfahrensfragen ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Es handelt sich im Hinblick auf die Verfahrensfragen nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung. Gleichwohl werden diese Annex-Fragen von der Beschlusskammer zumindest für die insoweit adressierten Netzbetreiber geregelt. Bezüglich der hierdurch nicht adressierten Netzbetreiber können entsprechende oder abweichende Vorgaben zum Verfahren durch die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden erfolgen. Die bundesweit einheitlichen materiellen Regelungen in den übrigen Tenorziffern bleiben hiervon unberührt.

4. Ermächtigungsgrundlage

- 213 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a) und f) und S. 5 EnWG und § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 6, 11 und 12 sowie S. 4 EnWG.
- 214 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern, erfolgen.
- 215 Gemäß § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde die Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen gegenüber den Betreibern von Energieversorgungsnetzen festlegen. Als Regelbeispiel sieht § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG vor, dass insbesondere Regelungen getroffen werden können zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen, insbesondere zur Bestimmung betriebsnotwendiger Netzkosten ausgehend von den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b EnWG, beispielsweise zu kalkulatorischen Abschreibungen.
- 216 § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 f) EnWG enthält ein weiteres Regelbeispiel, wonach die Regulierungsbehörde zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen auch Regelungen treffen kann zu Dokumentations-, Mitteilungs- und Aufbewahrungspflichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen.

- 217 Nach § 21 Abs. 3 S. 5 EnWG kann hierbei die Regulierungsbehörde von den Vorgaben der GasNEV in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abweichen oder ergänzende Regelungen treffen.
- 218 Soweit in den Tenorziffern 2, 3 und 4 Regelungen zu kalkulatorischen Abschreibungen in Form der Abschreibungsmethoden und den anzuwendenden Nutzungsdauern für bestimmte Anlagengruppen getroffen werden, basieren diese Regelungen auf § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a) und S. 5 EnWG. Die Regelungen zur Bildung von SAV-IDs in Tenorziffer 5 basieren auf § 21 Abs 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 f) und S. 5 EnWG.
- 219 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). 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 und hierbei gemäß § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6, 11 und 12 im Rahmen ihrer Befugnisse insbesondere Regelungen treffen
- 220 zu einem Ausgleichsmechanismus, der insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat (Regulierungskonto),
- 221 zur Erhebung der für die Durchführung einer Anreizregulierung erforderlichen Daten durch die Regulierungsbehörde einschließlich Umfang, Zeitpunkt und Form, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, sowie
- 222 zu einem Aufschlag auf die Erlösobergrenze für solche Kapitalkosten, die im Laufe einer Regulierungsperiode auf Grund getätigter Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen.
- 223 Zudem kann nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG die Regulierungsbehörde dabei von den Vorgaben der ARegV in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abweichen oder ergänzende Regelungen treffen.
- 224 Die Regelungen in den Tenorziffern 6 bis 10 zur Umsetzung der gemäß Tenorziffern 2 bis 4 vorgesehenen Abschreibungsmodalitäten in der Anreizregulierung für die vierte Regulierungsperiode durch Anknüpfung an den bestehenden Kapitalkostenaufschlag und

Einführung eines neuen Transformationselements ergehen auf der Grundlage von § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG.

- 225 Soweit die Regelungen in Tenorziffer 7 auf den Kapitalkostenaufschlag aufsetzen, greift das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 12 EnWG. Bezüglich der Einführung des Transformationselements nach Tenorziffer 8 als additiven Teil zur in der ARegV angelegten Regulierungsformel existiert kein Regelbeispiel. Die Festlegung des Transformationselements erfolgt auf der Grundlage von § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG. Das Anzeigeverfahren nach Tenorziffer 9 ergeht auf Grundlage des Regelbeispiels in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 11 EnWG. Die Regelungen in Tenorziffer 10 zur Abbildung im Regulierungskonto basieren zudem auf dem Regelbeispiel in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG.
- 226 Die Regelungen in den Tenorziffern 6 bis 10 erfolgen jeweils auch auf Grundlage von § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG zur Abweichung bzw. Ergänzung der ARegV.

5. Europäischer Rechtsrahmen

- 227 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Netzentgeltmaßstäbe vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden.

5.1. Transparenz

- 228 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Tarifgestaltung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 9 und Art. 17 Abs. 1 Uabs. 1 VO (EU) 2024/1789 und Erwägungsgrund 109, Art. 3 Abs. 4 und Art. 78 Abs. 1 lit. a) der Richtlinie (EU) 2024/1788, wonach es die Aufgabe der Regulierungsbehörden ist, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen. Zudem müssen Netzentgelte bzw. Tarife vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 78 Abs. 8 Richtlinie (EU) 2024/1788).

5.2. Kostenorientierung

- 229 Der Maßstab der Kostenorientierung (Erwägungsgrund 9 und Art. 17 Abs. 1 Uabs. 1 VO (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 119 Richtlinie (EU) 2024/1788) ist ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist. In diesem Zusammenhang müssen die Kosten denen

eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und eine angemessene Investitionsrendite umfassen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EU) 2024/1789).

5.3. Anreizsetzung

- 230 Durch die Tarifmethoden sollen angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen, Art. 78 Abs. 9 Richtlinie (EU) 2024/1788. Tarifmethoden sollen zudem Anreize für Investitionen bieten, so dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie Art. 17 Abs. 1 UAbs. 3 VO (EU) 2024/1789 zu Anreizen für Investitionen.

6. Nationaler Rechtsrahmen

- 231 Nach § 1 EnWG sind der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. 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.
- 232 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 1 S. 2 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). Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).
- 233 Nach der Maßgabe von § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG soll die Methode der Anreizregulierung Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzen. Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Transformationselements ist auch die Vorgabe in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG relevant, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.

7. Verkürzung der Nutzungsdauern (Tenorziffer 2)

7.1. Bisherige Regelungen

- 234 Anlage 1 der GasNEV enthält einen Katalog, welcher für verschiedene netztypische Anlagenkategorien standardisierte Nutzungsdauern vorgibt. Teilweise handelt es sich dabei um eine fest vorgegebene Nutzungsdauer nach Jahren, teilweise wird eine gewisse Bandbreite eröffnet, innerhalb der die Netzbetreiber die Nutzungsdauer ihrer Anlagen nach den individuellen Verhältnissen in ihrem Unternehmen selbst bestimmen können. Die Nutzungsdauern bilden die Grundlage sowohl für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV als auch für die kalkulatorischen Restwerte, welche für die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV herangezogen werden. Sie sind somit von erheblicher Bedeutung für die Höhe der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen und der Netzentgelte. Je niedriger die Nutzungsdauer eines Anlageguts angesetzt wird, desto schneller wird für den Netzbetreiber die Refinanzierung seiner Investition gewährleistet und desto höher ist das von den Netzkunden zu tragende Netzentgelt. Gleiches gilt für die Nutzungsdauern im Rahmen der Bestimmung des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV.
- 235 Diese Nutzungsdauern orientieren sich an einem auf unbegrenzte Dauer angelegten Betrieb der Gasversorgungsnetze, berücksichtigen jedoch nicht den aus Klimaschutzgründen angestrebten Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger in den kommenden Jahrzehnten. Das verordnungsrechtliche Regulierungssystem ist damit auf den Fortbestand der Gasnetze und eine im Grundsatz gleichmäßig intensive Nutzung ausgelegt. Dies spiegelt sich deutlich in den Vorgaben der GasNEV zu den Abschreibungsmodalitäten wider.
- 236 Die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zu kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 1.0) bereits im Jahr 2022 einen ersten Schritt in Richtung einer netzentgeltseitigen Abbildung des Erdgasausstiegs gemacht (siehe die Erläuterung unter Ziffer I.2.1).

7.2. Regelungsgehalt von Tenorziffer 2

- 237 Gemäß Tenorziffer 2 beträgt abweichend von Anlage 1 der GasNEV im Rahmen der Bestimmung der Abschreibungszeiträume nach § 6 Abs. 5 GasNEV die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung für alle Anlagengruppen $2035 - t$ Jahre, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. Dies gilt nicht, sofern für eine Anlagengruppe die niedrigste in der Anlage 1 der GasNEV vorgesehene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer kleiner als diese Nutzungsdauer ist.

- 238 Damit wird die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer z.T. deutlich herabgesetzt. Im Ergebnis kann die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer im Zeitraum von 2035 (zum 31.12.2034) bis zum oberen Rand der entsprechenden Nutzungsdauer gemäß Anlage 1 GasNEV enden, einschließlich z.B. in den Jahren nach 2045. Im Vergleich zum Eckpunktepapier könnten die Regelungen als erweitertes Wahlmodell bezeichnet werden, da im Ergebnis eine lineare Abschreibung in Einzelfällen bis zum Jahr 2035 und auch degressive Abschreibungen nach Tenorziffer 3 zugelassen werden.
- 239 Wird ein Anlagegut z.B. im Jahr 2025 aktiviert, beträgt die kalkulatorische Mindestnutzungsdauer $2035 - 2025 = 10$ Jahre. Wird ein Anlagengut im Jahr 2027 aktiviert, dem letzten Jahr des Anwendungszeitraums dieser Festlegung, beträgt die kalkulatorische Mindestnutzungsdauer $2035 - 2027 = 8$ Jahre. Die Anlagengüter könnten jeweils zum 31.12.2034 vollständig abgeschrieben werden. Dies gilt für alle Anlagengruppen, welche nach der Anlage 1 der GasNEV eine längere Nutzungsdauer als (in diesen Beispielen) 10 bzw. 8 Jahre hätten (mit Ausnahme von bestimmten Anlagengruppen, siehe Tenorziffer 4). Für Anlagengruppen mit ohnehin kürzerer Nutzungsdauer ändert sich durch die Neuregelung nichts, es findet also keine Verlängerung der vom Ordnungsgeber vorgesehenen Nutzungsdauern statt. Überdies handelt es sich lediglich um eine Erweiterung der vom Netzbetreiber wählbaren Nutzungsdauern, es dürfen also auch weiterhin Nutzungsdauern nach der GasNEV oder solche mit einem Wert im Spektrum zwischen der GasNEV und der nach diesem Beschluss vorgesehenen Untergrenze angesetzt werden. Bei Anlagengruppen, für die die Anlage 1 der GasNEV keine Bandbreite, sondern einen festen Wert vorsieht, wird mit diesem Beschluss eine Bandbreite eröffnet. Also wäre zum Beispiel für Erdgasverdichteranlagen, für die die GasNEV eine Nutzungsdauer von 25 Jahren vorsieht, bei einer Aktivierung im Jahr 2025 eine Nutzungsdauer zwischen 10 und 25 Jahren wählbar.
- 240 Die Regelung stellt eine Erweiterung der bisher in KANU 1.0, dort in Tenorziffer 1 geregelten Nutzungsdauer dar, sowohl in zeitlicher Hinsicht als auch im Hinblick auf das nunmehr beliebige Zugangsjahr der abzuschreibenden Anlagengüter. Die Festlegung KANU 1.0 wird in dieser Hinsicht zum 01.01.2025 aufgehoben (siehe Tenorziffer 11). Damit ergibt sich für alle Anlagengruppen (siehe Tenorziffer 4 zu Ausnahmen) die Möglichkeit der Verkürzung der in der Anlage 1 der GasNEV bzw. in der Festlegung KANU 1.0 vorgesehenen Nutzungsdauern. Dies gilt auch für Anlagengüter, die bisher der Festlegung KANU 1.0 unterfielen. Auch insoweit ist ab 2025 eine Neubewertung möglich (siehe hierzu auch Ziffer 10 zum Stetigkeitsgrundsatz und den Ausnahmen hierzu).
- 241 Für den Übergangszeitraum der Jahre 2025 bis 2027 verzichtet die Beschlusskammer auf Regelungen zu Sonderabschreibungen und zu etwaigen Mindestnutzungsdauern (siehe hierzu Ziffer 10.2).

7.2.1. Begründungspflicht

- 242 Mit den hier getätigten generellen Beschreibungen ist nicht die Aussage verbunden, dass Netzbetreiber ihre Anlagengüter nach Belieben zum Jahr 2035 oder einem späteren Zeitpunkt gemäß der Regelung in Tenorziffer 2 abschreiben könnten. Vielmehr müssen sich die Entscheidung und etwaige spätere Anpassungen der Entscheidung grundsätzlich aus der konkreten Notwendigkeit einer solchen beschleunigten Abschreibung ergeben, siehe hierzu insgesamt die Ausführungen unter Ziffer 10. Diese Grundsätze sind auch in der Fußnote 1 zur Tenorziffer 2 festgehalten. Abweichend zur Fassung in der Anhörung wurde die Verbindlichkeit der Aussage geschärft. So heißt es nunmehr, dass ein Nutzungsdauerende vor dem Jahr 2045 in der Regel nur angesetzt werden darf (zuvor: „sollte“), sofern und soweit landesrechtliche Vorgaben für das Netzgebiet eines Netzbetreibers zur Minderung von Treibhausgasemissionen im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität wie in § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), jedoch zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 bestehen oder sich für einen Netzbetreiber entsprechende Vorgaben aus einem kommunalen Beschluss oder vergleichbaren exogenen Rahmenbedingungen ergeben. Unter Letzteres können etwa die tatsächlich stattfindende Dekarbonisierung in vorgelagerten Netzen oder der Ausstieg von angeschlossenen Kunden aus der Gasversorgung fallen. Eine rein interne, unternehmerische Zielvorgabe etwa zur generellen Klimaneutralität genügt hingegen nicht. Ebenso ist eine beschleunigte Abschreibung ausschließlich zum Zweck einer rein wirtschaftlichen Risikominimierung nicht zulässig. Zudem wurde klargestellt, dass jede Änderung von Nutzungsdauern begründungspflichtig ist. Zutreffend wurden diese Anforderungen im Rahmen der Konsultation als rechtliche, planerische oder tatsächliche Anhaltspunkte beschrieben. Durch die verschärfte Begründungspflicht wird auch die aufgeworfene Frage adressiert, welche Auswirkungen die flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten auf künftige Konzessionsverfahren haben (vgl. zu den Auswirkungen der Gasnetztransformation auf das Konzessionsverfahren das Greenpaper des BMWK „Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“).
- 243 Durch die Formulierung „nach wie vor“ wird verdeutlicht, dass dies jedoch kein neuer Grundsatz ist, sondern ein Aspekt ist, der sich aus dem Stetigkeitsgrundsatz ergibt. Der Stetigkeitsgrundsatz ist zudem in § 6 Abs. 5 S. 2 GasNEV verankert, wonach die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist. Dass eine (begründungspflichtige) Ausnahme zum Stetigkeitsgrundsatz bestehen kann, ergibt sich aus § 6 Abs. 6 S. 3 bis 5 GasNEV, die Details für einen den Stetigkeitsgrundsatz durchberechnenden Nutzungsdauerwechsel regeln.

- 244 Aus den Formulierungen in der Fußnote 1 ergibt sich zudem, dass die Entscheidung für eine Nutzungsdauer oder einen Nutzungsdauerwechsel begründet sein muss und damit auf einer faktischen Grundlage basieren muss. Die Forderung, dass die Wahl des Nutzungsdauerendes durch einen Netzbetreiber völlig frei erfolgen kann, ist damit abzulehnen. Zu der Frage, welche Aspekte hier eine Rolle spielen können, wird auf die Randnummer 296 verwiesen.
- 245 Grundsätzlich ist die Bestimmung eines Nutzungsdauerendes zum Ablauf des Jahres 2044 zwar im Hinblick auf die Begründungspflicht erleichtert, aber nicht völlig frei möglich, etwa in der Konstellation, dass eine Nachnutzung der Leitung beispielsweise aus einer unternehmerischen Entscheidung im Hinblick auf eine Nachnutzung im Wasserstoff-Sektor vorliegt oder in vergleichbaren Konstellationen.

7.2.2. Klarstellungen

- 246 In diesem Zusammenhang wird klargestellt, dass eine nachträgliche Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Zuge neuer Erkenntnisse möglich ist, jedoch auch hier der Stetigkeitsgrundsatz zu beachten ist, also eine solche Änderung zu begründen ist. Es erscheint in diesem Zusammenhang auch nicht ausgeschlossen, dass zunächst eine verkürzte lineare Nutzungsdauer gewählt wird und aufgrund neuer Erkenntnisse zu einem späteren Zeitpunkt eine degressive Nutzungsdauer angesetzt wird. Die Beschlusskammer stellt zudem auch klar, dass sich die Auswahl und Begründung von kürzeren Nutzungsdauern zunächst bei einem Netzbetreiber auf die Anlagen mit Zugang ab dem 01.01.2021 beschränken können, insbesondere in der Konstellation dieser Übergangsregelung für den Rest der vierten Regulierungsperiode. Basierend auf den gleichen Erwägungen könnten zu einem späteren Zeitpunkt auch die Nutzungsdauern der Anlagen mit Zugang bis zum 31.12.2020 angepasst werden.
- 247 Schließlich wird klargestellt, dass sich die begründete Wahl einer Nutzungsdauer selbstverständlich nicht auf das gesamte Anlagevermögen einheitlich bezieht (was eine einheitliche Nutzungsdauer für das gesamte Anlagevermögen zur Folge hätte), sondern individuelle Betrachtung mindestens der Anlagengruppen erforderlich sind.

7.3. Anpassung der Nutzungsdauern (Ermessen)

- 248 Abweichend zum Eckpunktepapier sieht die Beschlusskammer es als notwendig und sachgerecht an, dass eine Abschreibung sogar bis zum Jahr 2035 als Option für Einzelfälle zugelassen wird. In der Regel wird jedoch ein Nutzungsdauerende zum Jahr 2045 (31.12.2044) nach Bundes-Klimaschutzgesetz bzw. ggf. auch zum Jahr 2040 (31.12.2039) nach entsprechenden Landesvorgaben sachgerecht sein (siehe oben zum Regelungsgehalt und Ziffer 10 zu den Begründungsanforderungen für die Netzbetreiber).

- 249 Bezüglich dieser Rahmenbedingungen wird auf die Zusammenfassung des Eckpunktepapiers unter Ziffer I.2.1 verwiesen. Hiernach ergeben sich nicht nur Vorgaben nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2045. Nach § 3 Abs. 2 S. 1 KSG besteht das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Damit ist grundsätzlich der Ausstieg aus der Erdgasnutzung verankert, da der Gesetzgeber auf eine Reduktion bzw. Beendigung des Erdgasverbrauchs hinwirkt und so eine Einstellung des Netzbetriebs (mit-) veranlasst (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.03.2024, VI-3 Kart 17/23 [V], S. 13). Die Beschlusskammer ist sich insoweit darüber bewusst, dass eine genaue Abschätzung des tatsächlichen Ausstiegszeitpunktes nach dem KSG und anderen Vorgaben (s.u.) bei einem derart weit in der Zukunft liegenden Vorgang nicht möglich ist, zumal es sich hierbei nicht um eine für einzelne Unternehmen verbindliche Vorgabe handelt. Gleichwohl ist die Abschätzung eines solchen Endpunkts auch im Einzelfall kurz- bis mittelfristig unumgänglich, um die bereits heute laufenden Abschreibungszeiträume daran auszurichten.
- 250 Einzelne Bundesländer streben darüber hinaus an, bereits 2040 Klimaneutralität zu erreichen. Einzelne größere Städte wollen bereits 2035 klimaneutral sein. Auch werden sich die Vorgaben aus den regional unterschiedlichen kommunalen Wärmeplanungen perspektivisch äußerst heterogen gestalten. Gleiches gilt für die Ausstiegsszenarien von verschiedenen Gewerbe- und Industriezweigen und auch einzelnen Großverbrauchern. Jedenfalls wird es in den kommenden Jahren zu höchst unterschiedlichen Bedarfen und Nutzungen der Gasnetze kommen. Erkennbar ist auch, dass sich die Mengenentwicklung in Bezug auf den zukünftigen Gasverbrauch spätestens im Verlaufe der 2030er Jahre rückläufig entwickeln dürfte. Vereinzelt wird es auch bereits früher zu Mengentrübkängen kommen.
- 251 Die Unsicherheiten, die sich im Zuge der Gasnetztransformation ergeben und auch weiter ergeben werden, werden unter Ziffer 10 näher erörtert. Hierbei legt die Beschlusskammer auch einen besonderen Fokus auf die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher im Hinblick auf die Entgeltbelastungen. Nichtsdestotrotz sieht die Beschlusskammer es als sachgerecht an, aufgrund der teilweise bereits bestehenden und sich teilweise abzeichnenden Entwicklungen die hier getroffene weitgehende Regelung zu erlassen. Insbesondere sind hier die anstehenden kommunalen Wärmeplanungen anzuführen, die gemäß Wärmeplanungsgesetz bis zum 30.06.2026 für größere und bis zum 30.06.2028 für kleine Städte erstellt werden müssen. In diesem Zusammenhang weist die Beschlusskammer darauf hin, dass kommunale Wärmeplanungen nach entsprechenden Landesgesetzen anderen Zeitabläufen unterliegen und gleichwertig zu betrachten sind. Aus den kommunalen Wärmeplanungen können sich entsprechende Ausstiegspfade auch für die Gasnetzinfrastruktur zu einem früheren Zeitpunkt als dem Jahr 2045 oder 2040 ergeben. Nur eine Regelung, die optional eine entsprechende Nutzungsdauer vorsieht, erlaubt eine

Synchronisierung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und der heterogenen regionalen oder sogar lokalen Ausstiegspfade.

- 252 Diesen grundsätzlichen Bedarf hat die Beschlusskammer bereits im Eckpunktepapier erkannt und im Rahmen des Korridormodells und des Vorschlags von degressiven Abschreibungen gewürdigt. Es soll aber auch im Rahmen von linearen Abschreibungen ein entsprechendes Enddatum ermöglicht werden. Eine solche Regelung ermöglicht auch für den Fall einer rein linearen Abschreibung eine vollständige Refinanzierung der Investitionen in die Gasnetze. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kann auch, je nach den regionalen und lokalen Gegebenheiten, eine lineare Betrachtung z.B. der Mengenentwicklung und des Abschreibungsverlaufs sachgerecht sein. Diese weitgehende Regelung wird jedoch von einer Begründungspflicht flankiert.

7.4. Restwerte bei einem Nutzungsdauerwechsel

Wie bereits erläutert, ist im Rahmen des Stetigkeitsgrundsatzes (siehe Ziffer 10) auch ein Wechsel zu einer Nutzungsdauer nach der Regelung in Tenorziffer 2 möglich. Diese Möglichkeit ist bereits in § 6 Abs. 6 S. 3 bis 5 GasNEV als Ausnahme zum Stetigkeitsgrundsatz nach § 6 Abs. 5 S. 2 GasNEV angelegt. Bei einer Neuberechnung von kalkulatorischen Abschreibungen ist hierbei an den Restwert zum Ende des Vorjahres anzuknüpfen, § 6 Abs. 6 S. 4 GasNEV. Eine Abschreibung unter Null ist ausgeschlossen, § 6 Abs. 6 S. 6 GasNEV.

7.5. Keine Pflicht zur schnelleren Abschreibung

- 253 Vereinzelt wurde das Eckpunktepapier so verstanden, dass sich daraus eine Verpflichtung zu einer Abschreibung der Gasnetze spätestens zum Jahr 2045 ergebe. Eine solche Vorgabe ist jedoch nicht Gegenstand des Beschlusses. Hierzu wäre die Beschlusskammer schon mangels einer geeigneten Ermächtigungsgrundlage nicht befugt. Vielmehr reflektiert die Festlegung die Auswirkungen der allgemeinen, politischen Dekarbonisierungsvorgaben, die sich nunmehr immer mehr zu konkreten Vorgaben und Fahrplänen etwa in Form der kommunalen Wärmeplanungen verdichten, auf die kalkulatorischen Grundlagen für die Netzentgeltbestimmung für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen. Der Beschluss soll somit lediglich einen für alle Beteiligten angemessenen regulatorischen Rahmen für die tatsächlich stattfindenden Entwicklungen bereitstellen.

8. Einführung der degressiven Abschreibungsmethode (Tenorziffer 3)

8.1. Regelungsgehalt von Tenorziffer 3

- 254 Gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 und Abs. 4 GasNEV ist bisher lediglich die lineare Abschreibungsmethode für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen zugelassen.

Nach § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV bestand zudem bisher lediglich eine Festlegungskompetenz zu sachgerechten Anlagengruppen und Abschreibungszeiträumen in Abweichung von Anlage 1 der GasNEV, jedoch nicht zur Abschreibungsmethode.

- 255 Mit Tenorziffer 3 wird nunmehr ergänzend zur linearen Abschreibungsmethode als Option die degressive Abschreibungsmethode zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen zugelassen. Hierbei wird eine Bandbreite für die Bestimmung des Abschreibungssatzes in Höhe von 8 bis 12 % des Restwertes des jeweiligen Vorjahres zugelassen. Zugelassen sind ganze Zahlen (8, 9, 10, 11 oder 12 %). Bezüglich des Restwertes, auf den jeweils aufgesetzt wird, ist keine spezifische Regelung erforderlich (siehe hierzu auch Ziffer 7.4). Zur Regelung, wann der notwendige Wechsel in die lineare Abschreibung in der Endphase der Nutzungsdauer erfolgt, wird auf Ziffer 8.3 verwiesen.
- 256 Auch im Hinblick auf die Auswahl einer degressiven Abschreibung wurde nunmehr klargestellt, dass die Bestimmung einer solchen Abschreibung durch einen Netzbetreiber eine begründete Entscheidung ist (siehe Fußnote 2 und die entsprechenden Erläuterungen unter den Randnummern 242 ff.).

8.2. Ermessen

- 257 Die bisherige lineare Abschreibung ist bei einer auf Dauer angelegten und gleichmäßigen Nutzung des Gasnetzes offenkundig sachgerecht. Ebenso kann diese sachgerecht sein, wenn z.B. eine lineare Kosten- und Mengenentwicklung bei der Gasnetztransformation unterstellt wird. Eine lineare Entwicklung der Mengen und Kosten wird sich aber in einer Vielzahl von Fällen nicht einstellen. So ist grundsätzlich zu erwarten, dass die Mengen in den kommenden Jahren zunächst nicht oder nicht stark zurückgehen werden, auch wenn einzelne Mengenrückgänge nicht ausgeschlossen sind. Der weitere Verlauf der Mengenentwicklung wird regional und lokal zudem unterschiedlich verlaufen. Eine plausible Mengenprognose kann hierbei so aussehen, dass bis zu Beginn der 2030er Jahre noch eine hohe Absatzmenge vorliegt, die sich dann aber im Laufe der 2030er Jahre schnell reduziert. Dass sich eine solche Mengenentwicklung einstellen kann, wurde im Rahmen der Konsultation unter Verweis auf entsprechende Studien bestätigt. Insofern kann eine solche Prognose im Einzelfall sachgerecht sein. Ein degressiver Abschreibungsverlauf könnte diese Mengenprognose am besten abbilden. Auf diese Weise bestünde in der Anfangsphase eine noch hinreichende Menge als Kostenträger. Im weiteren Verlauf würde die degressive Abschreibung insoweit zu einer Kostensenkung führen, was mit dann immer stärker zurückgehenden Mengen sachgerecht einhergehen würde. Zudem ist auch ein S-artiger Verlauf der Mengenentwicklung nicht ausgeschlossen, wonach der Mengenrückgang in der mittleren Phase der

Gasnetztransformation sich verstärkt zeigen würde. Auch dieser Mengenverlauf könnte durch degressive Abschreibungen sachgerecht abgebildet werden.

- 258 Weitere Abschreibungsmethoden wie die progressive Abschreibung oder eine leistungsbezogene Abschreibung kommen für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen nicht in Betracht. Diese Abschreibungsmethoden stünden insb. nicht im Einklang mit dem sich abzeichnenden, grundsätzlich extern vorgegebenen Transformationspfad (siehe Ziffer 7.3 zu den Grundsätzen).
- 259 Während im Eckpunktepapier noch ein fester degressiver Abschreibungssatz von 15 % vorgeschlagen wurde, hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, eine Bandbreite von 8 bis 12 % festzulegen.
- 260 Der untere Rand der Bandbreite soll 8 % betragen. Dieser Wert wäre bei einer angenommenen Restnutzungsdauer von z.B. 20 Jahren (beispielsweise vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2045) erforderlich, um einen hinreichenden Effekt gegenüber einer linearen Abschreibung über 20 Jahre zu bewirken. Höhere degressive Abschreibungen sind insoweit erforderlich, um bei kürzeren Restnutzungsdauern einen entsprechenden Effekt zu erzielen. So ist bei einer angenommenen Restnutzungsdauer von 10 Jahren ein Abschreibungssatz von 12 % erforderlich, um sich hinreichend von einer linearen Abschreibung über 10 Jahre zu unterscheiden.
- 261 Aufgrund der bisher vorgebrachten Argumentationen sieht die Beschlusskammer jedoch noch keinen hinreichenden Bedarf für eine Erweiterung der Bandbreite auf einen Wert von bis zu 15 %.
- 262 Auch im Zuge der Konsultation der Bandbreite von 8 bis 12 % wurden keine Argumente vorgebracht, die eine höhere Bandbreite rechtfertigen würden.
- 263 Bereits eine degressive Abschreibung mit einem Satz von 12 % i.V.m. den gemäß Tenorziffer 2 zugelassenen Restnutzungsdauern erlaubt eine deutliche Reduktion der kalkulatorischen Restwerte in wenigen Jahren, sobald ein Netzbetreiber von dieser Option Gebrauch macht. Hiermit ließen sich selbst äußerst deutliche und wohl nur in Einzelfällen überhaupt realistische Entwicklungen etwa bis zum Jahr 2035 sachgerecht auch in der kalkulatorischen Kostenberechnung abbilden.
- 264 Gleichzeitig würde ein degressiver Abschreibungssatz von maximal 12 % die sich bei jeder Umstellung auf eine degressive Methode ergebenden Entgelterhöhungen im Vergleich zu einem Abschreibungssatz von 15 % abmildern. Die teilweise vorgebrachten Entgeltsteigerungen von z.B. 40 % bei einem Abschreibungssatz von 15 % sind nicht ausgeschlossen, würden jedoch bedingen, dass einzelne Netzbetreiber ihr gesamtes Anlagengut pauschal mit 15 % degressiv abschreiben. Um solche oder noch ausgeprägtere

Entwicklungen in Einzelfällen auszuschließen, erscheint eine Beschränkung auf 12 % sachgerecht. Sofern ein Netzbetreiber beispielsweise im Ausnahmefall einzelne Anlagengüter oder Netzstränge schnellstens abschreiben möchte (siehe Fußnote 1 zur Tenorziffer 2 und die Erläuterungen unter Randnummer 242 zu denkbaren Konstellationen hierfür), stünde ihm die Möglichkeit einer degressiven Abschreibung mit 12 % und einer Restnutzungsdauer bis zum Jahr 2035 offen. Im Vergleich zur Konsultationsfassung wurde auch die Formulierung in der Fußnote 2 geschärft. Hierbei wurde klargestellt, dass der Abschreibungssatz der degressiven Abschreibungen in einem angemessenen Verhältnis zur verbleibenden Restnutzungsdauer stehen muss. Maßgeblich für die Begründung der Höhe des Abschreibungssatzes für eine degressive Abschreibung sind insbesondere die exogenen Rahmenbedingungen etwa in Form einer Mengenprognose. Auch durch diese Formulierung wird entgegengewirkt, dass Netzbetreiber allein aus der Perspektive einer wirtschaftlichen Risikominderung einen hohen degressiven Abschreibungssatz ansetzen. Vielmehr muss sich nicht nur die verbleibende Restnutzungsdauer, sondern auch die Höhe einer etwaigen degressiven Abschreibung aus exogenen Rahmenbedingungen ergeben. Hierbei kann durchaus eine degressive Abschreibung gewählt werden, die die lineare Abschreibung spürbar übersteigt. Z.B. kann ein Satz von 8 % bei einer Restnutzungsdauer von 20 Jahren oder ein Satz von 12 % bei einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren in Verbindung mit einer entsprechenden Mengenprognose vertretbar sein. Hingegen erscheint z.B. ein degressiver Abschreibungssatz von 12 % bei einer Restnutzungsdauer von z.B. 20 nur in absoluten Ausnahmefällen vertretbar, etwa wenn tatsächlich innerhalb weniger Jahre in einem Netzteil ein massiver Mengenrückgang prognostiziert wird und dennoch in dem genannten Zeitraum einige wenige Kunden an diesem Netzteil weiter versorgt werden sollen.

265 Hierbei wurde berücksichtigt, dass verschiedene denkbare, beschleunigte Abschreibungsmodalitäten sich insbesondere in den Anfangsjahren stark unterscheiden. Aufgrund der gegenläufigen Effekte (sinkende Netzkosten aufgrund geringerer Verzinsungsbasis) gleichen sich verschiedene Szenarien innerhalb von einigen Jahren an. Bereits ab Beginn der 2030er Jahre ist in verschiedenen Modellen zur kalkulatorischen Abbildung der Gasnetztransformation daher mit einer Angleichung der Entgeltentwicklung zu rechnen. Verbunden mit der Annahme, dass sich die Mengenrückgänge grundsätzlich erst ab diesem Zeitpunkt deutlich ausgeprägt zeigen werden, erscheint eine Beschränkung des degressiven Abschreibungssatzes auf 12 % sachgerecht. So hat die Auswertung einer Entgeltsimulation der Beschlusskammer 9 mit insgesamt 42 Netzbetreibern gezeigt, dass ein solcher Abschreibungssatz auch bei Netzbetreibern, die eine schnelle Dekarbonisierung anstreben, hinreichend ist und die ansonsten befürchteten Entgeltsprünge dennoch effektiv verhindert werden könnten. Zudem hat sich hier erneut gezeigt, dass Abschreibungssätze von

über 12 % sehr schnell zu einer starken Absenkung der Restwerte führen würden. Selbst bei einem degressiven Abschreibungssatz von 10 % könnten sich die Restwerte bis zum Jahr 2033 fast halbieren. Bei einem degressiven Abschreibungssatz von 15 % wären die Restwerte bereits im Jahr 2029 nahezu halbiert. Bei einem degressiven Abschreibungssatz von 12 % ergäbe sich eine Halbierung der Restwerte im Jahr 2031.

- 266 Hinsichtlich der Entwicklung der Restwerte und der damit verbundenen Abschreibungen ergibt sich jedoch nicht die Notwendigkeit z.B. einer Halbierung der Restwerte zum Ende der 2020er Jahre. Eine solche Notwendigkeit wurde auch nicht im Rahmen der Konsultation vorgetragen. Zudem würde sich mit einem degressiven Abschreibungssatz von 12 % der Zeitpunkt der Halbierung der Restwerte lediglich um ca. 2-3 Jahre nach hinten verschieben. Für Netzbetreiber mit einem Gasausstieg bis 2035 gewährleistet auch die degressive Abschreibung mit z.B. 12 % bei einer frühzeitigen Umstellung der Abschreibungsmodalitäten eine entsprechende gestufte Abbildung der Abschreibungen entsprechend der in diesem Szenario möglichen Mengenentwicklungen (12 % in den Anfangsjahren mit einem relativ schnellen Wechsel auf lineare Abschreibungen aufgrund der geringen Restnutzungsdauer).
- 267 Vor diesem Hintergrund ermöglicht ein Satz von 12 % eine hinreichende Absenkung der Restwerte auch bei einer schnellen Dekarbonisierung im Einzelfall und verhindert gleichzeitig unsachgemäße Entgeltsprünge. Auch im Rahmen der Konsultation erfolgte die Wertung, dass der vorgesehene Korridor bereits gute Gestaltungsmöglichkeiten erlaube, die Abschreibungen an die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbindungen eines sich transformierenden Energie- und Gasmarktes anzupassen. Bezüglich einer Evaluierung für den Zeitraum ab 2028 wird auf den Abschnitt 12 verwiesen.
- 268 Hierbei hat die Beschlusskammer insbesondere auch die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher im Hinblick auf den Schutz vor zu hohen Entgeltsprüngen im Blick. Durch die Beschränkung der Bandbreite auf 12 % werden Entgeltsprünge in den ersten Jahren der Anwendung der Regelung abgemildert. Denn die sich im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers bei einem degressiven Abschreibungssatz von 15 % einstellenden Entgeltsteigerungen (genannt wurden bis zu 40 oder 50 %, siehe Ziffer I.3.4.3) würden sich nicht einstellen können. Gleichzeitig sind die Regelungen hinreichend weitgehend und flexibel, um Entgeltsprünge in den Endphasen der Netznutzung zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass mit der Regelung zu degressiven Abschreibungen insbesondere ein massiver Zuwachs der Entgelte in der etwaigen Endphase der Gasnetznutzung vermieden werden soll. Das Risiko entsprechender massiver Entgeltsteigerung ist hierbei als durchaus gravierend zu bewerten und im Einzelfall sowie bezüglich der potentiellen Höhe kaum vorhersehbar. Hingegen sind etwaige Entgeltsteigerungen in der Anfangsphase der Einführung der degressiven Abschreibungen

aufgrund des kurzfristigen Prognosezeitraums im Einzelfall durch die jeweiligen Netzbetreiber gut abschätzbar (anhand insb. der Kenntnisse über die Erlösobergrenzen der nächsten Jahre, die Absatzmengen vor Ort und die Investitionsplanungen der jeweiligen Netzbetreiber), wobei die Möglichkeit eröffnet wird, die Entgeltentwicklungen einerseits auf ein verträgliches Maß zu begrenzen und andererseits dennoch eine zeitnahe, sachgerechte Reduktion des Restwerts der Anlagengüter vorzunehmen.

269 Zudem ist es nicht das Ziel, bei einer degressiven Abschreibung in jeglicher Konstellation eine sehr deutliche Unterscheidung im Vergleich mit einer linearen Abschreibung zu generieren. Diesbezüglich sind vielmehr auch die ansonsten drohenden Entgeltsprünge in den Blick zu nehmen. Wie erörtert, erfolgt bereits mit der Zulassung einer Restnutzungsdauer von z. B. 10 Jahren, entsprechend 10 % der Restwerte, eine erhebliche Flexibilität im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten. In dieser Ausnahmekonstellation könnte mit einer degressiven Abschreibung von 12 % in den ersten Jahren zusätzlich die Mengenentwicklung berücksichtigt werden. Hingegen muss innerhalb der Regelungen nicht ein behaupteter Grundsatz umgesetzt werden, dass sich degressive Abschreibungen über den überwiegenden Teil der Restnutzungsdauer von den linearen Abschreibungen unterscheiden müssen. Ein solcher etwaiger betriebswirtschaftlicher Wunsch kann jedenfalls nicht isoliert von den übrigen, umfangreichen Erwägungen einschließlich des Schutzes der Letztverbraucher vor vermeidbaren Entgeltsprüngen gesehen werden. Wie erörtert, stellt die Bandbreite von 8 bis 12 % vor diesem Hintergrund einen angemessenen Interessenausgleich dar, zumal keine konkrete betriebswirtschaftliche, netzwirtschaftliche oder regulatorische Notwendigkeit von degressiven Abschreibungen über 12 % vorgetragen wurde.

270 Zudem werden bei der Regelung etwaige Schwierigkeiten im Vergleich zur handelsrechtlichen und steuerrechtlichen Abschreibungsmethode zumindest abgemildert (siehe hier Ziffer 18.3).

271 Zur gesamthaften Ermessensausübung im Hinblick auf die Regelungen in den Tenorziffer 2 bis 4 wird auf die Ziffer 10 verwiesen.

8.3. Wechsel zur linearen Abschreibung in der Endphase des Abschreibungszeitraums

272 Die Regelungen in Tenorziffer 3 Sätze 2 und 3 regeln den rechnerisch notwendigen Wechsel von einer degressiven zu einer linearen Abschreibung in der Endphase des jeweiligen Abschreibungszeitraums.

273 Hierzu ist gleichzeitig mit der Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode ein Ende der Nutzungsdauer nach den Vorgaben der Ziffer 2 zu bestimmen. Das Nutzungsdauerende bei einer degressiven Abschreibung kann also nach der vollen Bandbreite gemäß Tenorziffer 2 angesetzt werden. Auf die Ausführungen in Ziffer 7.2 zur Restnutzungsdauer wird verwiesen. Sodann erfolgt gemäß Tenorziffer 3 S. 3 der Wechsel von der degressiven zur linearen

Abschreibungsmethode, sobald die jährlich neu zum Nutzungsdauerende bestimmte lineare Abschreibung des Restwertes des Vorjahres größer ist als die degressive Abschreibung. Hierbei handelt es sich um eine Berechnung, die gleichzeitig mit dem Ansatz der degressiven Abschreibungen durchgeführt werden kann, womit sofort erkennbar ist, wann der notwendige Wechsel stattfinden wird.

9. Ausnahmen für bestimmte Anlagengruppen (Tenorziffer 4)

9.1. Ausnahmen für Anlagengruppen der Anlage 1 GasNEV sowie LNG-Anbindungsanlagen

- 274 Gemäß Tenorziffer 4 S. 1 wird der Anwendungsbereich der erweiterten Abschreibungsmodalitäten nach den Tenorziffern 2 und 3 im Hinblick auf bestimmte Anlagengruppen eingeschränkt. Neben den Verwaltungsgebäuden (Ziffer I.4 der Anlage 1 der GasNEV) erfolgt eine Ausnahme auch für die Ziffern I.6 (Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen), I.9 (EDV-Anlagen) sowie I.10 (Fahrzeuge) der Anlage 1 der GasNEV. Ebenso unterliegen LNG-Anbindungsanlagen gemäß Tenorziffer 2 der Festlegung KANU 1.0 nicht den erweiterten Abschreibungsmodalitäten.
- 275 Verwaltungsgebäude waren bereits mit der Festlegung KANU 1.0 von einer Nutzungsdauerverkürzung zum Jahr 2045 ausgenommen, da diese auch für andere Zwecke als für den Gasnetzbetrieb genutzt werden können und somit selbst bei völliger Auflösung des Netzbetriebs – ggf. nach Weiterverkauf – eine Anschlussnutzung finden sollten. Dies gilt zur Überzeugung der Beschlusskammer grundsätzlich auch für regionale Standorte von sogenannten Flächennetzbetreibern, da es sich hierbei nicht um (technische) Betriebsgebäude handelt und damit eine anderweitige Anschlussverwendung z.B. als Verwaltungsgebäude auch anderer Branchen in Betracht kommt.
- 276 Aufgrund der erheblichen Ausweitung der Nutzungsdauerverkürzung ist es nunmehr sachgerecht, auch die oben genannten Anlagengruppen auszunehmen. Denn auch bei diesen sind ein Weiterverkauf oder eine Anschlussnutzung grundsätzlich möglich. Diese Erwägungen gelten unabhängig von der Laufzeit der Festlegung KANU 2.0, die ohnehin in eine Anschlussregelung übergehen wird.
- 277 Die übrigen, teilweise ortsgebundenen allgemeinen Anlagen (Ziffer I der Anlage 1 der GasNEV), insb. Betriebsgebäude, können hingegen in der Regel keiner derartigen Anschlussnutzung zugeführt werden und unterliegen daher vollständig den erweiterten Abschreibungsmodalitäten.
- 278 Im Vergleich zur angehörten Fassung wurden die Anlagengruppe I.7 (Werkzeuge/Geräte) und die damit zusammenhängende Anlagengruppe I.8 (Lagereinrichtungen) aufgrund der

vorgebrachten Erwägungen (Spezialisierung von Geräten für Erdgasnetze ohne Anschlussverwendung z.B. in einem Wasserstoffnetz und neue Vorgaben zur Verringerung der Methanemissionen) von der Ausnahmeregelung ausgenommen und damit den flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten unterworfen.

- 279 Auch wenn die ausgenommenen Anlagengruppen einen insgesamt eher geringen Anteil am gesamten Anlagevermögen haben, erachtet es die Beschlusskammer dennoch als sachgerecht, im Interesse der Netznutzer und Letztverbraucher diese Ausnahmen festzulegen.
- 280 Im Hinblick auf LNG-Anbindungsleitungen erfolgt eine Ausnahme, da deren Nutzungsdauer sich gemäß der Festlegung KANU 1.0, dort Tenorziffer 2 S. 3, ohnehin in einer Bandbreite von 5 Jahren bis zur erwarteten Betriebsdauer der angeschlossenen LNG-Anlage bewegt und damit bereits grundsätzlich kompatibel mit der Gasnetztransformation ist.
- 281 Selbstverständlich sollten die Netzbetreiber bei allen Anlagegütern, für welche sich im Einzelfall Anschlussnutzungen finden lassen, von einer übermäßigen Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und degressiven Abschreibungen absehen. Im Hinblick auf die Netzentgeltkalkulatorik der kommenden Jahrzehnte werden jedenfalls die entsprechenden Vorgänge transparent im Rahmen von Buchgewinnen- und Buchverlusten ausgewiesen und nach den dann geltenden kalkulatorischen Vorgaben zu bewerten sein.
- 282 Soweit Anlagegüter unter Heranziehung der verkürzten kalkulatorischen Nutzungsdauern oder degressiven Abschreibungen schneller abgeschrieben werden, als sie – etwa wegen späterer Veränderung der Netzplanung oder z.B. wegen einer ursprünglich nicht vorgesehenen regulierten Anschlussnutzung für ein Wasserstoffnetz – tatsächlich genutzt werden, können sie nach ihrer Abschreibung insoweit keine Kapitalkosten mehr generieren, die regulatorisch in den Entgelten berücksichtigungsfähig wären.

9.2. Vorerst keine verbindliche Ausnahme aufgrund einer Nachnutzung

- 283 In diesem Zusammenhang hat die Beschlusskammer von einer verbindlichen Regelung zu einer Ausnahme von den erweiterten Abschreibungsmodalitäten im Hinblick auf eine Nachnutzung insb. im Wasserstoffsektor vorerst abgesehen. Wie die Konsultation gezeigt hat (siehe Ziffer I.3.8 zu den vorgebrachten Argumenten), bestehen zum jetzigen Zeitpunkt noch keine hinreichend belastbaren Erkenntnisquellen, um einen diesbezüglichen Ausnahmetatbestand zu tenorieren, und rein technisch betrachtet kann gemäß den sich zur Zeit verdichtenden Erkenntnissen der Branche wohl tatsächlich ein Großteil der Erdgasinfrastruktur auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Die Möglichkeit zur Weiterverwendung oder Veräußerung von Anlagegütern anlässlich einer eventuellen

Umstellung der Infrastruktur auf die Versorgung mit Wasserstoff ist vielmehr ungewiss (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.03.2024, VI-3 Kart 17/23 [V], S. 13).

- 284 Eine entsprechende Regelung in einer Folgefestlegung bleibt jedoch vorbehalten. Die Festlegung KANU 2.0 ist hingegen auf den Zeitraum 2025 bis 2027 beschränkt, insoweit besteht noch keine hinreichende Grundlage für eine entsprechende Regelung.
- 285 Nichtsdestotrotz ist dieser Aspekt relevant für die grundsätzliche Bewertung durch Netzbetreiber im Einzelfall und das Begründungserfordernis bei einer Anwendung der beschleunigten Abschreibungsmodalitäten, siehe Ziffer 10.
- 286 In diesem Zusammenhang sieht die Beschlusskammer zum gegenwärtigen Zeitpunkt auch keinen Anpassungsbedarf an der Regelung zu entsprechenden Netzübergängen in den regulierten Wasserstoffsektor, da nach § 26 Abs. 2a S. 2 i.V.m. Abs. 3 S. 3 ARegV ohnehin an die Kapitalkosten und dementsprechend die kalkulatorischen Restwerte angeknüpft wird.

10. Ermessen zu den Abschreibungsmodalitäten nach den Tenorziffern 2 bis 4

- 287 Die Beschlusskammer hat das Entschließungsermessen ordnungsgemäß ausgeübt. In Fortsetzung der Festlegung KANU 1.0, die nur für Neuinvestitionen galt und auch nur lineare Abschreibungen zum Gegenstand hatte, besteht nun seit Ende des Jahres 2023 eine umfassende Ermächtigungsgrundlage, um die Abschreibungsmodalitäten gesamthaft vor dem Hintergrund der Gasnetztransformation zu regeln (siehe Ziffern 1.2 und 4). Seit dem Erlass der Festlegung KANU 1.0 ist auch erst Ende 2023 das für die Gasnetztransformation (mit)maßgebliche Gesetz zur Wärmeplanung in Kraft getreten (Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze vom 20. Dezember 2023). Schließlich sind die teilweise maßgeblichen Normen des europäischen Rechts, etwa im Hinblick auf Stilllegungspläne für Erdgasverteilternetzbetreiber nach Art. 57 Richtlinie (EU) 2024/1788, erst im Laufe dieses Festlegungsverfahrens verabschiedet worden. Erst mit dieser hinreichend verdichteten Ausgangslage zur Gasnetztransformation, die jedoch auch noch keinen abschließenden Fahrplan in dieser Hinsicht vorsieht, konnte die Beschlusskammer die hier beabsichtigten Regelungen in Anknüpfung an mögliche Ausstiegspfade aus der Gasnetznutzung oder auch deren teilweisen Fortbestand erarbeiten. Insoweit hat die Beschlusskammer ihr Entschließungsermessen dahingehend ausgeübt, diese Regelungen nunmehr zu treffen, wenn auch der Sachverhalt der Gasnetztransformation damit noch nicht abschließend geregelt ist (siehe Ziffer 18 zu weiteren Regelungskomplexen, die weiteren Festlegungsverfahren vorbehalten bleiben).
- 288 Die Beschlusskammer hat die materiellen Bestimmungen zu den Abschreibungsmodalitäten in den Tenorziffern 2 bis 4 in Ausübung ihres pflichtgemäßen Ermessens unter sorgsamer Abwägung der Interessen aller betroffenen Marktteilnehmer getroffen. Hierbei hat die

Beschlusskammer sowohl die Interessen der Netzbetreiber insb. an flexiblen Abschreibungsmodalitäten zur Abbildung der Gasnetztransformation als auch die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher insb. an angemessenen Entgelten für den Netzzugang gewürdigt.

10.1. Interessen der Netzbetreiber

- 289 Das Vorbringen der Netzbetreiber hat deutlich gemacht, dass die Regelungen zu Abschreibungsmodalitäten zur Abbildung der Gasnetztransformation grundsätzlich flexibel ausgestaltet werden sollten. Dies gilt nicht nur im Hinblick auf die Tatsache, dass ohne eine Flexibilisierung insb. der Nutzungsdauern eine vollständige Refinanzierung der Investitionen in die Gasnetzinfrasturktur in erheblichen Teilen verhindert wäre. Der Aspekt der Flexibilität betrifft auch das „wie“ der Abschreibungsverläufe. Diese sollten je nach den konkreten Gegebenheiten und Herausforderungen der Netzbetreiber, die sich überwiegend als heterogene und exogene Vorgaben gestalten werden, einen Gleichklang zwischen der tatsächlichen Gasnetztransformation und der tatsächlichen Netznutzung in den kommenden Jahren auf der einen Seite und der kalkulatorischen Abbildung in den Abschreibungen, Erlösobergrenzen und letztlich Netzentgelten auf der anderen Seite sicherstellen.
- 290 Bei der Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten ist auch zu berücksichtigen, dass die Tarifmethoden letztlich hinreichend Anreize für Investitionen bieten sollen, so dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf noch notwendige Ersatz- und Neuinvestitionen in die Gasnetze trotz eines etwaigen gesamthaften Nutzungsendes. Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG). Gleichzeitig müssen sich die Abschreibungsmodalitäten am Maßstab der Kostenorientierung messen lassen.
- 291 Vor diesen Hintergründen erachtet die Beschlusskammer eine Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten für Anlagengüter aller Zugangsjahre als sachgerecht. Ebenso sieht die Beschlusskammer eine erhebliche Ausweitung des unteren Randes der Nutzungsdauern bis zum Jahr 2035, wo dies im Einzelfall ausnahmsweise sachgerecht sein kann (s.o. zur möglichen Mengenprognose (unter Ziffer 8.2) im Einzelfall und zu Vorgaben bzw. Randbedingungen bezogen auf das Jahr 2035), als kalkulatorisch erforderlich an. Zudem kann zur Überzeugung der Beschlusskammer eine degressive Abschreibung in einer Bandbreite von 8 bis 12 % den Dekarbonisierungspfad und die prognostizierte Mengenentwicklung angemessen kalkulatorisch flankieren.

- 292 Gleichzeitig erachtet die Beschlusskammer aufgrund der in weiten Teilen noch unklaren konkreten Abläufe der Gasnetztransformation eine ausreichende Flexibilität in zeitlicher Hinsicht als erforderlich. Netzbetreiber sollten nicht gezwungen sein, zu einem bestimmten Zeitpunkt die Gasnetztransformation kalkulatorisch abzubilden, insb. da die kommunalen Wärmeplanungen erst in den Jahren 2026 und 2028 vorliegen werden. Ebenso kann es Netzbetreibern nicht verwehrt werden, zu späteren Zeitpunkten ihre früheren Annahmen aufgrund von besseren Erkenntnissen anzupassen und erstmals oder erneut die Abschreibungsmodalitäten auf den Transformationspfad auszurichten.
- 293 Jedoch sieht die Beschlusskammer bei all diesen Aspekten auch Bedarf für eine Einschränkung der Flexibilität. So sollten die Entscheidungen zur Anwendung von verkürzten Nutzungsdauern fachlich nach den zum jeweiligen Zeitpunkt bestehenden Erkenntnismöglichkeiten begründet sein. Ein Nutzungsdauerende vor dem Jahr 2045 darf in der Regel nur angesetzt werden, sofern und soweit landesrechtliche Vorgaben für das Netzgebiet eines Netzbetreibers zur Minderung von Treibhausgasemissionen im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität wie in § 3 Abs. 2 KSG, jedoch zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 bestehen oder sich für einen Netzbetreiber entsprechende Vorgaben aus einem kommunalen Beschluss oder vergleichbaren exogenen Rahmenbedingungen ergeben, siehe hierzu die Ausführungen bei Randnummer 242. Zudem ist jede Änderung von Nutzungsdauern nach wie vor begründungspflichtig.
- 294 Bezüglich der Ausgestaltung der degressiven Abschreibungen erachtet die Beschlusskammer, wie bereits erläutert, eine Beschränkung des oberen Randes der Bandbreite auf 12 % als sachgerecht. Im Rahmen dieser Erwägung hat die Beschlusskammer auch die sich als Möglichkeitsraum ergebenden Mengenentwicklungen in ihre Abwägung eingestellt. Ebenso wurde klargestellt, dass der Abschreibungssatz der degressiven Abschreibungen in einem angemessenen Verhältnis zur verbleibenden Restnutzungsdauer stehen muss. Maßgeblich für die Begründung der Höhe des Abschreibungssatzes für eine degressive Abschreibung sind demnach insbesondere die exogenen Rahmenbedingungen etwa in Form einer Mengenprognose.
- 295 Schließlich wird die Flexibilität der Regelungen dem Grunde nach durch den Stetigkeitsgrundsatz eingeschränkt. So sind Nutzungsdauerwechsel grundsätzlich nur in begründeten Fällen – wie ebenfalls schon bisher – möglich. Jedoch ist eine Ausnahme vom Stetigkeitsgrundsatz sowohl bei der erstmaligen Abbildung der Gasnetztransformation in den Abschreibungsmodalitäten als auch bei einer aufgrund von konkreten neuen Erkenntnissen notwendigen Anpassung der Abschreibungsmodalitäten gegeben. Hierbei folgt die Beschlusskammer jedoch nicht der Ansicht, dass der Stetigkeitsgrundsatz faktisch keine Bedeutung mehr haben sollte und Anpassungen durch die Netzbetreiber frei erfolgen sollten.

Vielmehr sind die Netzbetreiber gehalten, ihre Entscheidungen anhand aller verfügbaren und für sie relevanten Erkenntnisquellen zu treffen und zu begründen.

- 296 Derartige Informationsquellen können im Einzelfall z.B. sein: Die Ergebnisse von kommunalen Wärmeplanungen, und zwar initiale kommunale Wärmeplanungen (zum 30.06.2026 bzw. zum 30.06.2028 für Kommunen größer/bis 100.000 Einwohner, siehe § 4 Abs. S. 1 WPG und auch kommunale Wärmeplanungen nach Landesgesetzen) und die laufende Fortschreibungen der kommunalen Wärmplanungen (§ 25 WPG), Netzentwicklungspläne nach §§ 15a ff. EnWG, die Kernnetz-Genehmigung nach §§ 28q ff. EnWG, Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetzbetreiber (Art. 57 Richtlinie (EU) 2024/1788), Wasserstoff-Fahrpläne nach § 71k GEG, Langfristszenarien des BMWK und auch die Entwicklung und Prognose der Gasabnahme vor Ort oder regional.
- 297 In diesem Zusammenhang stellt die Beschlusskammer klar, dass alle Entscheidungen der Netzbetreiber zur Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen dem Grunde nach der Aufsicht durch die zuständige Regulierungsbehörde in den jeweiligen Verfahren unterliegen.
- 298 In sachlicher Hinsicht hat die Beschlusskammer zudem eine weitestmögliche Einschränkung der Anlagengruppen vorgenommen, für die die Abschreibungsmodalitäten flexibilisiert werden (siehe Ziffer 9.1 zu den ausgenommenen Anlagengruppen). Im Hinblick auf eine mögliche Nachnutzung konnte hingegen keine Regelung erfolgen. Dieser Aspekt ist jedoch selbstverständlich bei jeder Entscheidung der Netzbetreiber zur Ausgestaltung der jeweils individuellen Abschreibungsmodalitäten anhand der vorliegenden Erkenntnisquellen zu berücksichtigen.
- 299 Im Rahmen ihrer Erwägungen hat die Beschlusskammer die Anmerkungen zum Korridormodell und zu Alternativvorschlägen gewürdigt und in die Entscheidung eingestellt. So ergibt sich aus der Ausgestaltung des nunmehr erweiterten Wahlmodells im Wesentlichen die im Korridormodell als positiv bewertete Flexibilität.

10.2. Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher

- 300 Die Beschlusskammer hat ebenso die Interessen der Netznutzer und Letztverbraucher an angemessenen Entgelten für den Netzzugang gewürdigt. Nach § 1 EnWG ist der Zweck des EnWG u.a. eine möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. In diesem Zusammenhang ist auch das Kriterium der Transparenz zu beachten.
- 301 Hierbei hat die Beschlusskammer insbesondere gewürdigt, wie sich verschiedene Abschreibungsmodalitäten auf die Änderungen der Netzentgelte im Zeitverlauf auswirken

würden. Übermäßige Entgeltsprünge sollten hierbei in jeder Phase der Gasnetznutzung bzw. der Gasnetztransformation möglichst vermieden werden. Dies gilt gleichermaßen für die Anfangsphase der Umstellung der Abschreibungsmodalitäten, wobei diese Änderungen alle jetzt noch vorhandene Letztverbraucher treffen würde, als auch für Entgeltentwicklungen in einer Endphase der Gasnetznutzung, in der ggf. nur noch wenige Letztverbraucher am Gasnetz angeschlossen sein werden. Gleichermaßen gelten diese Erwägungen für die Nutzung der Gasnetze für den Transit von Gas. Für die Netznutzer und Letztverbraucher ist eine hinreichende Planungssicherheit erforderlich.

302 Jedoch ist auch festzuhalten, dass sich im Rahmen der Gasnetztransformation auch nicht unerhebliche Entwicklungen der Gasnetzentgelte nicht gänzlich werden vermeiden lassen. Um diese dennoch einerseits möglichst zu beschränken, andererseits die erforderlichen Regelungen für die Abbildung der Gasnetztransformation zuzulassen, hat die Beschlusskammer, wie bereits ausgeführt, einerseits eine weitgehend flexible Regelung zu den Abschreibungsmodalitäten zugelassen, aber andererseits diese Regelungen im Einzelnen wiederum möglichst eingeschränkt, um Entgeltsprünge zu vermeiden.

303 So hat die Beschlusskammer eine weitreichende Regelung für die Flexibilisierung der Nutzungsdauern zugelassen, knüpft deren Inanspruchnahme allerdings an eine begründete Entscheidung des jeweiligen Netzbetreibers, die auch den Stetigkeitsgrundsatz berücksichtigen muss. Die Höhe der degressiven Abschreibungen wurde auch entgegen anderslautender Forderungen auf einen Satz von 12 % beschränkt. Zudem hat die Beschlusskammer weitere Anlagengruppen von der Anwendung der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten ausgenommen und erörtert, wie eine verbindliche Ausnahmeregelung im Hinblick auf eine absehbare Nachnutzung der Anlagen gestaltet werden könnte.

304 Darüber hinaus erachtet die Beschlusskammer es als einen wesentlichen Grundsatz, dass die Netzentgelte für die Netznutzer und Letztverbraucher hinreichend vorhersehbar sein müssen. In diesem Zusammenhang lehnt die Beschlusskammer eine rückwirkende Änderung von abgeschlossenen Zeiträumen im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten ab. Dies gilt auch dann, wenn aus regulatorischer Sicht die Regulierungskontosalden noch nicht abschließend bestimmt wurden. Vielmehr wird durch die Regelungen sichergestellt, dass die Netzbetreiber im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten keine rückwirkenden Änderungen vornehmen können. Ein kumulierender Effekt der Netzentgeltsteigerungen wird damit ausgeschlossen.

305 Aufgrund der Tatsache, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Netzentgelte für das Jahr 2025 bereits verbindlich nach Art. 12 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR) veröffentlicht haben, besteht auch insofern keine Anpassungsmöglichkeit. Der Ausnahmetatbestand nach

Art. 12 Abs. 3 lit. a NC TAR, wonach der Referenzpreis aufgrund außergewöhnlicher Umstände, unter denen eine Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb des Fernleitungsnetzbetreibers gefährden würde, neu berechnet werden kann, wird durch den Erlass der Festlegung KANU 2.0 nicht erfüllt.

306 Im Hinblick auf die erforderliche Planungssicherheit verweist die Beschlusskammer auch auf die unter Randnummer 296 aufgelisteten Erkenntnisquellen. Diese sind gleichermaßen Richtschnur für die Entscheidungen der Netzbetreiber zu Abschreibungsmodalitäten als auch Anhaltspunkt für Netznutzer und Letztverbraucher zu der Frage, wie sich die Gasnetztransformation grundsätzlich abspielen wird.

307 Darüber hinaus ergibt sich ein systemimmanenter Interessenausgleich dadurch, dass die Regelungen zu den Abschreibungsmodalitäten in ihrer grundsätzlichen Ausgestaltung dem Grunde nach bereits ein Anreizsystem bilden. So geht jede beschleunigte Abschreibung mit einer insgesamt verringerten Eigenkapitalverzinsung einher. Je nach Ausgestaltung der eigenen Abschreibungen durch einen Netzbetreiber werden sich die Kostenersparnisse bereits innerhalb weniger Jahre derart verstärken, dass die geringeren übrigen Kapitalkosten aufgrund der geringeren Verzinsungsbasis die erhöhten Abschreibungen überkompensieren. Dieser Effekt würde sich sachgerecht mit der grundsätzlich absehbaren, wenn auch in allen Details nicht feststehenden Mengenprognose (siehe Ziffer 8.2 zur Mengenprognose) decken. Im Ergebnis erlaubt die eingeräumte Flexibilität daher einen Schutz der nach einem erheblichen Mengenrückgang verbleibenden Netznutzer und Letztverbraucher, da diese nur mit einer bis dahin hinreichend stark verminderten Kostenbasis belastet werden und der etwaige Ausstieg aus der Gasnetznutzung verträglich gestaltet werden kann. Andernfalls könnten am Ende verbleibende Netznutzer mit nicht mehr tragbaren Netzentgelten belastet werden.

308 Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sieht die Beschlusskammer davon ab, verbindliche Vorgaben für eine Mindestrestnutzungsdauer und/oder für etwaige Sonderabschreibungen in der etwaigen Endphase der Gasnetznutzung vorzusehen. Zur Vermeidung von Fehlanreizen sollten derartige Sachverhalte grundsätzlich nur zugelassen werden, wenn diese betriebsnotwendig sind. Jedoch regelt die Festlegung KANU 2.0 lediglich die Jahre 2025 bis 2027. In diesem Zeitraum beträgt die eingeräumte Mindestnutzungsdauer bei einem ausnahmsweise im Einzelfall begründeten Nutzungsdauerende im Jahr 2035 immer noch acht bis zehn Jahre und daher einen hinreichenden Zeitraum in Abgrenzung zu einer ggf. nicht mehr vertretbaren Restnutzungsdauer oder einer Sonderabschreibung.

309 Diese Fragestellungen werden insbesondere in Kenntnis der zukünftigen Entwicklungen näher zu klären sein. Hierbei weist die Beschlusskammer jedoch darauf hin, dass es in Einzelfällen

durchaus den faktischen Bedarf für kurzfristige Investitionen auch zum Ende der Lebensdauer der Gasnetze geben wird, andernfalls die Lebensfähigkeit der Gasnetze auch in der Endphase nicht gegeben wäre und betroffene Kunden nicht versorgt werden könnten.

- 310 Schließlich wurde im Sinne einer Abwägung bewertet, dass die Risiken von nicht mehr tragbaren Entgeltsprüngen in der Endphase einer Gasnetznutzung mit der Gefahr einer Vervielfachung der Entgelte grundsätzlich höher zu bewerten sind als die Risiken und Auswirkungen von (durch die festgelegten Abschreibungsmodalitäten ohnehin eingeschränkten) potentiellen Entgeltsteigerungen (siehe Randnummern 265 ff. zu der Auswertung der Entgeltsimulation und den möglichen Effekten). In diesem Zusammenhang hat sich die Beschlusskammer auch gegen eine pauschale Deckelung von Entgeltsteigerungen entschieden. Die in diesem Zusammenhang vorgebrachten Bedenken wurden bereits bei der Deckelung der Obergrenze der degressiven Abschreibungen auf 12 % und der Nachschärfung der Begründungspflicht sowohl bei der Restnutzungsdauer als auch bei der Wahl der Höhe der degressiven Abschreibungen adressiert und haben zur Folge, dass die in der Konsultation befürchteten Entgeltsprünge von z.B. 40 oder 50 % nicht mehr eintreten können. Eine derartige Beschränkung würde zudem, bei einer Unterstellung der tatsächlichen Notwendigkeit einer solchen Abschreibung und einer entsprechenden überzeugenden Begründung, ceteris paribus in der Endphase der Netznutzung das Risiko von nicht mehr tragbaren Entgeltsprüngen erhöhen. Eine solche Deckelung würde auch außer Acht lassen, dass ein Vorziehen der Kosten im Einklang mit einer entsprechenden Mengenprognose grundsätzlich sachgerecht sein kann.

10.3. Gesamthafte Abwägung

- 311 Die Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten entspricht im Ergebnis einer ausgewogenen und verursachungsgerechten Verteilung der Kosten. Sie steht im Einklang mit der grundsätzlich zu erwartenden Mengenentwicklung. So ist es wahrscheinlich, dass sich die Gasnetztransformation nicht schlagartig, sondern langsam und allmählich durch eine stetig sinkende Anzahl von Kunden vollziehen wird. Würden die Kosten der Infrastruktur über einen zu langen Zeitraum verteilt, wären sie zu einem übermäßigen Anteil von der Gruppe der letzten verbliebenen Kunden zu tragen. Dies würde sehr hohe individuelle Netzentgelte zur Folge haben. Diesem übermäßigen Anstieg kann durch die flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten entgegengewirkt werden, wobei gewisse Entgeltsteigerungen in den kommenden Jahren hingenommen werden müssen. Eine verbraucherschonendere Ausgestaltung, welche die Refinanzierung der Netze gewährleistet und gleichzeitig die Netzkunden vor den damit verbundenen Kosten bewahrt, steht ohne Zuflüsse von Finanzmitteln Dritter, welche im regulatorischen System nicht vorgesehen sind, nicht zur Verfügung.

11. Einführung von SAV-IDs (Tenorziffer 5)

- 312 Tenorziffer 5 stellt eine Verfahrensregelung zur Nachhaltung der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten dar. Als Verfahrensregelung gilt diese ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.
- 313 Durch die Einführung der Abschreibungsmodalitäten wird sich das Datenvolumen im Hinblick auf das regulierte Sachanlagevermögen erhöhen. Während bisher in der Regel je Anlagengruppe und Zugangsjahr einheitliche Angaben getätigt wurden, werden sich die Angaben bei einer differenzierten Ausgestaltung erhöhen. Um diese einzelnen Zuordnungen und Abschreibungen auch im Zeitverlauf von mehreren Jahren eindeutig nachhalten zu können, sollen jeweils SAV-IDs entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 5 gebildet und zugeordnet werden. Hierbei hat die Beschlusskammer entschieden, für eine je Netzbetreiber einheitliche und eindeutige Vorgehensweise die Zuordnung einer SAV-ID zu allen Anlagengruppen und Zugangsjahren bereits dann vornehmen zu lassen, wenn erstmalig die Abschreibungsmodalitäten im Sinne der Tenorziffern 2 und/oder 3 angewandt werden, auch wenn dies ggf. nur einen Teil der Anlagengüter betrifft.
- 314 Von einer verpflichtend anlagengutscharfen Betrachtung sieht die Beschlusskammer jedoch ab. Auch wenn diese in der Konsultation zum Eckpunktepapier vereinzelt gefordert wurde, steht zur Überzeugung der Beschlusskammer der Erkenntnisgewinn in keinem angemessenen Verhältnis zum erheblich größeren Datenvolumen, dem Aufwand und den praktischen Schwierigkeiten bei der Umsetzung. Jedoch hat die Beschlusskammer den Vorschlag aufgegriffen, durch die Angabe von freiwilligen Netz-IDs eine größere Übersichtlichkeit bei den Angaben zum Anlagevermögen einzuräumen. Auf diese Weise können Netzbetreiber ihren fortlaufend wachsenden Transformationsplan auch regulatorisch vereinfacht abbilden. Eine Netz-ID kann z.B. für eine Kommune oder eine Gruppe von Kommunen, für einen Netzstrang oder eine Gruppe von Netzsträngen oder auch für verschiedene Anlagen, für die ähnliche Prämissen/Prognosen gelten sollen, einheitlich verwendet werden. Klarstellend sei erwähnt, dass die SAV-IDs und Netz-IDs voneinander unabhängig sind, SAV-IDs für die regulatorische Umsetzung verpflichtend sind und Netz-IDs freiwillig als Hilfsmittel verwendet werden können (und auch erst zu einem späteren Zeitpunkt vergeben oder geändert werden können).
- 315 Die Regelung in Tenorziffer 5 Satz 4 wurde im Zuge der Anhörung angepasst. Sofern für den Teil einer SAV-ID eine nunmehr abweichende Abschreibungsmodalität gewählt wird, ist dieser Anteil in eine neue SAV-ID zu überführen. Sofern die Änderung den gesamten Restwert innerhalb einer SAV-ID betrifft, kann die Änderung innerhalb dieser SAV-ID vollzogen werden.

Auf diese Weise wird das Datenvolumen reduziert und die Transparenz der Änderungen bleibt hinreichend bestehen.

- 316 Der Regulierungsbehörde bleibt es unbenommen, unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensregelungen das jeweilige Vorgehen der Netzbetreiber zu prüfen. Jedenfalls ist eine anlagengutscharfe Betrachtung hierbei kein zwingendes Erfordernis.
- 317 Aus der Anlage A der Festlegung ergibt sich die nähere Systematik zur Abbildung des Anlagevermögens. Gleichzeitig ist die Anlage A das Anzeigeformular nach Tenorziffer 9.

12. Anwendung auf die vierte Regulierungsperiode und Aufhebung der Festlegung KANU 1.0 (Tenorziffern 6, 11 und 12)

- 318 Die Beschlusskammer hat die Vorgaben der Festlegung KANU 2.0 derart ausgestaltet, dass sich eine Anpassungsmöglichkeit für die Erlösobergrenzen der Jahre 2025 bis 2027 ergibt, Tenorziffer 6 S. 1. Hierbei handelt es sich um die verbleibenden Jahre der vierten Regulierungsperiode Gas. Damit schließt sich die Beschlusskammer der Einschätzung an, dass eine möglichst frühzeitige Option zur Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten im Hinblick auf die anstehende Gasnetztransformation insgesamt vorteilhaft ist. In diesem Zusammenhang hat die Beschlusskammer insbesondere gewürdigt, dass je früher die Umstellung erfolgt, desto größere Absatzmengen vorhanden sind, was auch in der Umstellungsphase grundsätzlich kostenorientierte und angemessene Entgelte zur Folge hat. Unangemessene Entgeltsprünge können also eher vermieden werden, je früher eine Umstellung erfolgt. Daher ist auch eine Anwendung bereits im Jahr 2025 als Option vorgesehen.
- 319 Die materiellen Änderungen der Abschreibungsmodalitäten können, je nach betroffenem Zugangsjahr, durch den Kapitalkostenaufschlag (siehe Tenorziffer 7) oder das neu eingeführte Transformationselement (siehe Tenorziffer 8) abgebildet werden. Gemäß Tenorziffer 6 S. 2 verbleibt es jedoch aus verfahrenswirtschaftlichen Gründen bei der erstmaligen Bestimmung der Erlösobergrenzen auch der Jahre 2025 bis 2027, einschließlich des darin enthaltenen, durch die Regulierungsbehörde bestimmten Kapitalkostenabzugs, bei den bisherigen Regelungen. Die erforderlichen Neuberechnungen können dadurch durch die Netzbetreiber mittels des Transformationselements abgebildet werden, ohne in die noch laufenden, aber sich kurz vor dem Abschluss befindlichen Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen einzugreifen. Auch das Verfahren und die Berechnungen nach § 34a ARegV bleiben von den Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten unberührt, siehe Tenorziffer 8 S. 8 und die Erläuterungen unter Ziffer 14.
- 320 Mit der Festlegung KANU 2.0 werden die Abschreibungsmodalitäten für alle Zugangsjahre einheitlich flexibilisiert. Daher erfolgt insoweit eine Aufhebung der Festlegung KANU 1.0 durch

die Tenorziffer 11 auf Grundlage von § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG. Dies betrifft die Tenorziffern 1 und 3 S. 1 der Festlegung KANU 1.0. Die übrigen Tenorziffern der Festlegung KANU 1.0 gelten fort, d.h. die Regelungen für die Anlagengruppe der LNG-Anbindungsanlagen in Tenorziffer 2 und 3 S. 2 der Festlegung KANU 1.0 bleiben fortbestehen.

- 321 Ab dem Jahr 2028 soll insgesamt eine einheitliche Nachfolgeregelung im Zusammenhang mit dem Auslaufen der GasNEV und der ARegV und der sodann gesamthaften Umsetzung der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18, erfolgen. Daher wird die Festlegung KANU 2.0 zum 31.12.2027 befristet (Tenorziffer 12), § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG. Diesbezüglich stellt die Beschlusskammer klar, dass die Kernpunkte der Festlegung bzw. die Grundzüge der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten in das künftige Regulierungssystem einfließen werden. Die praktische Umsetzung muss hierbei jedoch nicht mittels eines Transformationselements als additiven Teil zur Regulierungsformel erfolgen. Denkbar wäre auch eine Berücksichtigung der Änderung von Abschreibungsmodalitäten nach einem Basisjahr im Rahmen eines Kapitalkostenabgleichs. Zudem wurde auch im Rahmen der Konsultation eine Evaluierung der Abschreibungsmodalitäten, insbesondere bezüglich des oberen Rands der degressiven Abschreibungen gefordert.
- 322 In zeitlicher Hinsicht stellt die Beschlusskammer klar, dass eine Anwendung der Abschreibungsmodalitäten für Netzbetreiber für das Jahr 2025 nicht verpflichtend ist und auch eine erstmalige Anwendung in einem späteren Jahr erfolgen kann.
- 323 Die Bestimmung der Kapitalkostenaufschläge, Erlösobergrenzen und der Regulierungskontosalden bis zum Jahr 2024 unterliegt wegen der Aufhebung zum 01.01.2025 den Vorgaben von KANU 1.0. Denn im Hinblick auf die Jahre 2023 und 2024 verbleibt es bei der abschließenden materiellen Regelung der Festlegung KANU 1.0, wonach die Kapitalkosten der Anlagenzugänge der Jahre 2023 und 2024 in den Jahren 2023 und 2024 nach den Vorgaben in Tenorziffer 1 und 3 S. 1 von KANU 1.0 bestimmt werden.
- 324 Die Bestimmung der Regulierungskontosalden der Jahre 2025 bis 2027 unterliegt den Vorgaben der Festlegung KANU 2.0, auch wenn diese bis zum 31.12.2027 befristet ist.

13. Abbildung geänderter Abschreibungsmodalitäten im Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 7)

- 325 Tenorziffer 7 regelt die Möglichkeit der Anwendung der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten für betriebsnotwendige Sachanlagengüter, die ab dem 01.01.2021 erstmals als fertiggestellte Anlage aktiviert wurden oder noch werden. Hierbei handelt es sich um eine klarstellende Regelung, dass die Abschreibungsmodalitäten dieser Anlagen aufgrund der bestehenden Systematik der ARegV über den Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV abgebildet werden können. Die Rechtsfolge der Anpassung der jeweiligen Erlösobergrenze

ergibt sich aus § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV. Die Abschreibungsmodalitäten dieser Anlagengüter bestimmen sich hierbei nach dem Antrag des Netzbetreibers. Es stellt eine (zu begründende) Entscheidung des Netzbetreibers dar, wie diese Anlagengüter kalkulatorisch abgeschrieben werden sollen. Die von der Festlegung KANU 1.0 eröffnete Möglichkeit zur Abschreibung bis zum 31.12.2044 ist auch von Tenorziffer 2 von KANU 2.0 gedeckt.

326 Tenorziffer 7 Sätze 3 und 4 sind Verfahrensregelungen und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Hiermit wird verfahrensrechtlich die Antragsfrist zum 30.06.2024 von noch nicht beschiedenen Anträgen zum Kapitalkostenaufschlag des Jahres 2025 einmalig und beschränkt auf die Abschreibungsmodalitäten gemäß KANU 2.0 bis zum 15.10.2024 verlängert. Dieses Datum wurde im Zuge der Konsultation vorgeschlagen und von der Beschlusskammer übernommen, da es nicht nur der beabsichtigten Frist für die Anzeige des Transformationselements entspricht (siehe Randnummer 352 zur diesbezüglichen Begründung) und insoweit ein sachgerechter Gleichlauf hergestellt wird, sondern auch da zu diesem Zeitpunkt ohnehin die Entgelte für das Folgejahr zu veröffentlichen sind und dementsprechend die dem Antrag zugrunde liegenden Entscheidungen bereits getroffen wurden.

327 Tenorziffer 7 S. 4 stellt klar, dass die Fristverlängerung jedoch die Bindungswirkung gemäß Tenorziffer 10 der Anzeige nach Tenorziffer 9 nicht berührt. Die Beschlusskammer stellt klar, dass für eine Berücksichtigung im Kapitalkostenaufschlag des Jahres 2025 ein entsprechender geänderter Antrag erforderlich sein wird und eine Abwicklung im Zuge des Plan-Ist-Abgleichs im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos für das Jahr 2025 ausgeschlossen wird. Darüber hinaus wird klargestellt, dass zwar Planwerte eines Kapitalkostenaufschlags aus der Natur der Sache noch geändert werden können und erst nach den bestehenden Regelungen zum Regulierungskonto endgültig bestimmt werden. Wie bereits unter den Regelungen der Festlegung KANU 1.0 soll aber nach wie vor der Grundsatz gelten, dass die Wahl einer bestimmten Abschreibungsmodalität keinen Planwert darstellt und daher diesbezüglich keine freie Änderung der Kalkulation im Regulierungskonto möglich ist (siehe auch Tenorziffer 10 zum Grundsatz, dass die Wahl einer Abschreibungsmodalität im Rahmen der Entgeltbildung für das Folgejahr maßgeblich sein soll).

328 Bis auf die konkrete Fristenregelung im Jahr 2024 soll jedoch im Übrigen das Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag für den Rest der vierten Regulierungsperiode nicht kurzfristig geändert werden, zumal damit in laufende Antragsverfahren eingegriffen worden wäre.

329 In materieller Hinsicht und damit bundesweit verbindlich regelt Tenorziffer 7 S. 5, dass eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten für die Kapitalkostenaufschläge der Jahre 2023

und 2024, der ersten beiden Jahre der vierten Regulierungsperiode, ausgeschlossen ist. Damit wird der materielle Anwendungsbereich der Festlegung beschränkt und rückwirkende Erhöhungen der Erlösobergrenzen über die entsprechenden Kapitalkostenaufschläge werden ausgeschlossen.

330 Im Übrigen gilt materiell und damit bundesweit der Grundsatz nach Tenorziffer 10 S. 3 und 4, dass die Netzbetreiber im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten gebunden sind, so wie sie in die Entgeltkalkulation eingeflossen sind. Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen. Dieser allgemeine Grundsatz gilt unabhängig vom Jahr der Erlösobergrenze oder vom Zugangsjahr des betroffenen Anlagengutes.

14. Abbildung geänderter Abschreibungsmodalitäten im Transformationselement (Tenorziffer 8)

331 Tenorziffer 8 regelt die Möglichkeit der Anwendung der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten für betriebsnotwendige Sachanlagengüter, die bis zum 31.12.2020 erstmals als fertiggestellte Anlage aktiviert wurden. Eine solche Regelung ist erforderlich, da diese Anlagen Teil der festzulegenden Erlösobergrenzen der vierten Regulierungsperiode und unabhängig von den Kapitalkostenaufschlägen sind. Hierbei handelt es sich (bis auf die Sätze 10 und 11) um eine bundesweite, materielle Regelung, mit der die Regulierungsformel für die Jahre 2025 bis 2027 angepasst wird. Das Transformationselement (TFE) wird als weiteres additives Element in der Regulierungsformel eingeführt (Tenorziffer 8 S. 3).

332 Die Berechnung des TFE ist in Tenorziffer 8 S. 4 bis 7 vorgegeben. Hiernach erfolgt die Berechnung mittels einer gesamthaften Neuberechnung der Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres, welche mit der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze verglichen wird. Jeweils sind gemäß Tenorziffer 8 S. 5 die identischen Annahmen zur Anpassung und ggf. Schätzung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV zu treffen (siehe die Fußnote 4, hiernach gilt diese Aussage bezogen auf die Anpassung für den anzusetzenden Verbraucherpreisgesamtindex und bezogen auf die Schätzung auf alle noch nicht abschließend feststehenden Werte). In der Fußnote 3 wird darüber hinaus erläutert, dass es bei der Differenzbildung nur auf einen Teil der Regulierungsformel ankommt.

14.1. Netzübergänge

333 Im Hinblick auf Netzübergänge nach dem Basisjahr erfolgt eine Regelung, dass diese bei beiden Elementen zur Bestimmung des TFE zu berücksichtigen sind. Innerhalb der jeweiligen Regulierungsformel bleibt dabei das Ausgangsniveau unberührt, jedoch sind bei den jeweiligen Kapitalkostenabzügen z.B. des Jahres 2025 die Netzübergänge bei der Bestimmung von KK_0 und KK_t nach Anlage 2a zu § 6 ARegV zu berücksichtigen. Das heißt

der abgebende Netzbetreiber muss bei der Berechnung der jeweiligen Kapitalkostenabzüge die entsprechenden Restwerte des Basisjahres und Abschreibungen des übergehenden Sachanlagevermögens jeweils herausrechnen, der aufnehmende Netzbetreiber muss die identischen Restwerte jeweils hinzurechnen. Dieses Herausrechnen wirkt sich auf die gesamten Kapitalkosten aus. Das Herausrechnen muss, damit der Wert KK_0 entsprechend angepasst wird, fiktiv rückwirkend zum Basisjahr erfolgen (das Ausgangsniveau und der Kapitalkostenabzug im Rahmen der Festlegung der Erlösbergrenzen durch die Regulierungsbehörde bleibt hiervon unberührt, findet also ohne diese Rückrechnung von Netzübergängen statt). Die Bereinigung der sonstigen Bestandteile der Bilanz soll hierbei allein für den Zweck der Berechnung des TFE aus Vereinfachungsgründen pauschal nach den Vorgaben in § 26 Abs. 3 S. 1 ARegV erfolgen.

- 334 Zu den Netzübergängen wird klargestellt, dass die im Rahmen der Netzübergänge tatsächlich zu übertragenden Anteile an den Erlösbergrenzen auf der Erlösbergrenze ohne Transformationselement basieren. Der aufnehmende Netzbetreiber kann bezüglich der übergehenden Netzteile selbst ein Transformationselement berechnen. Hierzu wird klargestellt, dass aus Vereinfachungsgründen für die Berechnung des TFE die Werte der Eigenkapitalquote und des Effizienzwertes des aufnehmenden Netzbetreibers Anwendung finden.
- 335 Wie unter Tenorziffer 6 S. 2 geregelt, bleibt der eigentliche Kapitalkostenabzug, welcher durch die Regulierungsbehörde bei der Festlegung Erlösbergrenzen berechnet wird, unberührt.
- 336 Alternative Möglichkeiten zur Abbildung von Netzübergängen hat die Beschlusskammer verworfen. Netzbetreiber mit Netzübergängen generell vom Transformationselement auszuschließen, wäre nicht sachgerecht. Ebenso nicht sachgerecht wäre eine Abbildung bzw. eine Korrektur in den Anträgen und Beschlüssen zu den entsprechenden Netzübergängen, denn bei dieser Umsetzung würde ein Netzbetreiber die Abschreibungsmodalitäten für ein Netz oder einen Netzteil bestimmen, über das er faktisch gar nicht mehr verfügt. Hierbei bestünden erhebliche Fehlanreize für eine unsachgemäß beschleunigte Abschreibung. Außerdem müssten bereits beantragte und beschiedene Netzübergänge aufwändig angepasst werden.

14.2. Transformationselemente der Folgejahre

- 337 Durch die Berücksichtigung der neuen Abschreibungsmodalitäten können sich höhere Abschreibungen, ein höherer Wert von KK_t nach Anlage 2a zur § 6 ARegV, damit ein geringerer Kapitalkostenabzug und damit eine höhere Erlösbergrenze ergeben. Dies hat ein positives TFE als Aufschlag auf die Erlösbergrenze zur Folge. Jedoch wird sich damit von Beginn an und im Zeitverlauf vermehrt eine absinkende Verzinsungsbasis ergeben, was bei

der Bestimmung von KK_t einen gegenläufigen Effekt hätte. Rechnerisch kann sich im Zeitverlauf ein Abschlag auf die Erlösobergrenze zu Gunsten der Netznutzer und Letztverbraucher ergeben. Daher muss das Transformationselement, wenn es z.B. im Jahr 2025 angesetzt wird, auch für die Jahre 2026 und 2027 berücksichtigt werden. Bei einer Anwendung ab dem Jahr 2026 muss das Transformationselement auch im Jahr 2027 angesetzt werden.

14.3. Klarstellung zum negativen Kapitalkostenabzug

338 Tenorziffer 8 S. 6 stellt klar, dass sich bei der Differenzbildung lediglich der Kapitalkostenabzug innerhalb der Regulierungsformel ändert. Die Vorgaben in § 6 Abs. 3 ARegV mit Anlage 2a zu § 6 ARegV bleiben hierbei unverändert. Es sind bei der Anwendung lediglich die neuen Abschreibungsmodalitäten anzuwenden. Jedoch kann, zur Bestimmung des TFE als rechnerischer Zwischenschritt, abweichend von Abs. 1 2. HS der Anlage 2a zu § 6 ARegV der Kapitalkostenabzug unter Berücksichtigung der geänderten Abschreibungsmodalitäten zur Bestimmung des TFE einen Wert kleiner als null annehmen. Dies ist erforderlich, da lediglich rechnerisch ein Wert für höhere Kapitalkosten bestimmt werden soll. Ansonsten würden die Kapitalkosten ab 2025 auf der Grundlage der neuen Abschreibungsmodalitäten auf die Kapitalkosten des Basisjahres beschränkt werden. Maßgeblich ist also die absolute Differenz zwischen dem alten und den neuen, ggf. auch negativen Kapitalkostenabzug (bzw. zwischen dem alten und neuen Wert für KK_t , welche stets positiv sind). Klarstellend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass es bei der der Konstellation einer Verpachtung von Netzteilen bei der Bestimmung des TFE auf den Abgleich des gesamthaften Kapitalkostenabzugs ankommt. Der Grundsatz, dass der Kapitalkostenabzug keinen Wert kleiner Null annehmen darf, bleibt jedoch im Hinblick auf die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde und den dort enthaltenen Kapitalkostenabzug bestehen.

14.4. Klarstellungen zu § 34a und § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV

339 Tenorziffer 8 S. 7 stellt klar, dass für Zwecke der Bestimmung des Transformationselements bei Fernleitungsnetzbetreibern die Regelung des § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV bei der Bestimmung der insoweit fiktiven Erlösobergrenzen nicht anzuwenden ist. Fernleitungsnetzbetreiber berechnen das Transformationselement und die dafür erforderlichen Werte von KK_t also ohne den Sockel nach § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV. Insoweit wird also nicht auf den Kapitalkostenabzug gemäß der Festlegung der Erlösobergrenzen abgestellt, der diesen Sockel enthält. Ebendieser Sockel bzw. der Wert des Kapitalkostenabzugs in der Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde bleibt wiederum von den neuen Abschreibungsmodalitäten unberührt. Klarstellend sei erwähnt, dass der gewährte Sockel nach § 35 Abs. 7 S. 2 ARegV einen Teil des Budgets im Rahmen der Anreizregulierung darstellt und unabhängig von diesem

Sockel bzw. Budget im weiteren Verlauf der Regulierung auf die jeweils reduzierten Restwerte abzustellen sein wird.

340 Gleiches gilt gemäß Tenorziffer 8 S. 8 für das Verfahren und die Berechnungen nach § 34a ARegV. Hiernach bleibt das Verfahren und die Berechnungen nach § 34a ARegV von den Bestimmungen zum Transformationselement unberührt. Auch hier erfolgt also die Festlegung der Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde einschließlich des darin enthaltenen Kapitalkostenabzugs ohne die neuen Abschreibungsmodalitäten. Ebenso erfolgt das Verfahren und die Berechnung nach § 34a ARegV ohne die neuen Abschreibungsmodalitäten. Bei der Berechnung des Transformationselements kommt es bei der Differenzbildung auch in den Fällen, in denen ein Antrag nach § 34a Abs. 1 ARegV gestellt wurde, auf den Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV an. Durch die Regelung wird eine klare Trennung zwischen den vergangenheitsbezogenen Härtefallregelungen und dem zukunftsbezogenen Transformationselement sichergestellt. Diesbezüglich ist klarzustellen, dass wiederum bei der Berechnung des TFE und der hierfür erforderlichen Neuberechnung der Kapitalkostenabzüge die Regelung in § 34a ARegV keine Rolle spielt.

14.5. Weitere materielle Regelungen

341 In einer Fußnote zu Tenorziffer 8 S. 4 Tenor ist zudem festgehalten, was gilt, falls noch keine Erlösobergrenze für das betroffene Jahr initial festgelegt sein sollte. Die Ausführungen entsprechen den üblichen Hinweisen zur Anpassung der Erlösobergrenze und der hierauf basierenden Entgeltkalkulation der Regulierungsbehörden für das Folgejahr.

342 Die Ausgestaltung des TFE hat zur Folge, dass sich auch die Effizienzvorgaben, die Produktivitätsvorgaben sowie der Inflationsausgleich auf das TFE auswirken. Damit wird die grundsätzliche Wirkweise der Regulierungsformel für einen Übergangszeitraum fortgeführt, wonach eine entsprechende Differenzierung für Anlagenzugänge einerseits bis einschließlich zum Basisjahr und andererseits nach dem Basisjahr erfolgt. Bei Anlagenzugängen nach dem Basisjahr gibt es keine entsprechenden Effekte im Kapitalkostenaufschlag. Die Beschlusskammer erachtet es für den Übergangszeitraum als sachgerecht, die genannten Effekte im Rahmen der Regulierungsformel auch bei der Ermittlung des TFE anzuwenden, so wie dies für alle entsprechenden Kapitalkosten bezüglich der Zugangsjahre bis zum Basisjahr auch unabhängig von der Anpassung von Abschreibungsmodalitäten erfolgt.

343 In diesem Zusammenhang stellt die Beschlusskammer klar, dass die Regelung auch für ehemalige Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gilt, die nunmehr in das Ausgangsniveau überführt wurden, also auch für noch laufende Investitionsmaßnahmen. Jedoch gilt auch bei diesen die Bindungswirkung nach Tenorziffer 10 S. 3 und 4 (siehe unter 14.6). Maßgeblich für die Abschreibungsmodalitäten der Investitionsmaßnahmen beispielsweise im Jahr 2025 sind

damit auch die diesbezüglichen Annahmen und Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Entgeltkalkulation für das Jahr 2025. Genau wie im Kapitalkostenaufschlag ist eine nachträgliche Änderung der Abschreibungsmodalitäten ausgeschlossen.

344 Tenorziffer 8 S. 9 stellt abermals klar, dass die Regelung erst ab dem Jahr 2025 greift.

14.6. Verfahrensregelungen und Bindungswirkung

345 Tenorziffer 8 Sätze 10 und 11 sind Verfahrensregelungen und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Hierdurch erfolgen Verfahrensregelungen wie in § 4 Abs. 3 S. 1 und 2 ARegV, wonach bestimmte Elemente der materiellen Regulierungsformel (ohne Antragsverfahren) durch die Netzbetreiber angepasst werden können. Ergänzend wird aber ein Anzeigeverfahren nach Tenorziffer 9 für Netzbetreiber, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen, eingeführt.

346 Im Übrigen gilt materiell und damit bundesweit der Grundsatz nach Tenorziffer 10 S. 3 und 4, dass die Netzbetreiber im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten gebunden sind, so wie sie in die Entgeltkalkulation eingeflossen sind. Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen. Dieser allgemeine Grundsatz gilt unabhängig vom Jahr der Erlösobergrenze oder vom Zugangsjahr des betroffenen Anlagengutes.

15. Anzeigeverfahren beim Transformationselement (Tenorziffer 9)

347 Die Tenorziffer 9 zum Anzeigeverfahren beim Transformationselement ist insgesamt eine Verfahrensregelung und gilt ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

348 Diesbezüglich hat die Beschlusskammer das Vorbringen zum Eckpunktepapier gewürdigt und von einem weiteren Antragsverfahren abgesehen. Vielmehr soll das Transformationselement, trotz einer gewissen Komplexität, wie andere Elemente der Regulierungsformel grundsätzlich der Anpassung durch die Netzbetreiber unterliegen. Jedoch ist ergänzend eine Anzeige vorgesehen, damit die Regulierungsbehörde in die Lage versetzt wird, kurzfristig die diesbezüglichen Annahmen und Ergebnisse der Netzbetreiber nachzuvollziehen. Mit der Ausgestaltung als Anzeigeverfahren werden auch die laufenden Bemühungen der Bundesnetzagentur zur Vereinfachung der regulatorischen Vorgaben unterstützt.

349 An die Anzeige kann sich erforderlichenfalls ein Verwaltungsverfahren nach § 30 Abs. 2 oder § 65 EnWG anschließen. Im Übrigen erfolgt ein Abgleich im Regulierungskonto nach den Vorgaben in Tenorziffer 10, da das Transformationselement materiell Teil der zulässigen Erlöse ist.

- 350 Die Frist für die Anzeige wurde von der Beschlusskammer nach Tenorziffer 9 S. 1 so gesetzt, dass Netzbetreiber einen grundsätzlich hinreichenden Zeitraum haben, um ihre Abschreibungsmodalitäten für das Folgejahr zu bestimmen. Die Frist deckt sich mit dem Zeitpunkt der Entgeltveröffentlichung nach § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG, zu dem also die maßgeblichen Überlegungen für das Entgelt des Folgejahrs durch die Netzbetreiber bereits erfolgt sein sollten.
- 351 Im Jahr 2024 werden die Fristen aufgrund des Festlegungsverfahrens, welches erst im Laufe des Jahre 2024 abgeschlossen wird, faktisch kürzer als in den Folgejahren ausfallen. Allerdings gab es spätestens mit dem Eckpunktepapier vom 06.03.2024 bereits vertiefte Anhaltspunkte und absehbare Maßgaben, um sich für das Jahr 2025, sofern ein Netzbetreiber die Abschreibungsmodalitäten möglichst zeitnah umstellen möchte, auf ebendiese einzustellen.
- 352 Auch vor dem Hintergrund des Vorbringens im Rahmen der Konsultation des Festlegungsentwurfs hält die Beschlusskammer an der Frist zum 15.10. fest und lehnt auch eine von der Entgeltkalkulation abweichende Berücksichtigung der Abschreibungsmodalitäten über das Regulierungskonto ab. In systematischer Hinsicht geht es hierbei nicht primär um das Vertrauen der Netznutzer und Letztverbraucher in das für das Jahr 2025 veröffentlichte Entgelt, welches tatsächlich unverändert bliebe. Vielmehr sollen diese Netznutzer und Letztverbraucher in den Folgejahren nicht mit doppelten Belastungen aus mehreren Jahren konfrontiert werden. Der Effekt würde durch die Streckung eines Regulierungskontosaldos auf mehrere Jahre zwar abgemildert werden, wäre aber dennoch vorhanden. In diesem Zusammenhang erachtet die Beschlusskammer vielmehr die eingeräumte Flexibilität als hinreichend für Netzbetreiber, die ohnehin ganz oder teilweise die neuen Abschreibungsmodalitäten auch erst zu einem späteren Zeitpunkt anwenden wollen. Zur Überzeugung der Beschlusskammer steht auch für alle Netzbetreiber ein hinreichender Zeitraum zur Verfügung, um sich auf die Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten einzustellen. Im Grunde besteht eine Forderung nach der nunmehr eingeräumten Flexibilität seit dem Anhörungsverfahren der Festlegung KANU 1.0 im Juli 2022. Bereits damals wurde eine Ausweitung auf alle Zugangsjahre und eine schnellere Abschreibung als zum Jahr 2035 gefordert. Zudem kommt eine Fristverlängerung z.B. auf den 31.12.2024 zur Überzeugung der Beschlusskammer ebenso nicht in Frage, da in diesem Fall jegliche Prüfungen des Transformationselements für die Regulierungsbehörde vor der Vereinnahmung der Netzentgelte ausgeschlossen wären. Zwar käme auch hier eine Rückabwicklung über das Regulierungskonto in Betracht, jedoch hält es die Beschlusskammer angesichts der weitgehend eingeräumten Flexibilität für die Netzbetreiber und der Begründungspflicht im

Zusammenhang mit den Abschreibungsmodalitäten für erforderlich, dass hier eine Prüfung durch die Regulierungsbehörde im Vorfeld der Anwendung der Entgelte ermöglicht wird.

- 353 Bezüglich der Form der Anzeige wird auf die Anlage A verwiesen. Das Formblatt erlaubt die jährliche Nachhaltung des Sachanlagevermögens nach Tenorziffer 5 und ist gleichzeitig die Grundlage für die sodann jährliche Anzeige nach Tenorziffer 9. Die Anzeige muss stets das gesamte kalkulatorische Sachanlagevermögen enthalten, da diesem zur Nachhaltung insgesamt die SAV-IDs nach Tenorziffer 5 zugewiesen werden. Aus der Systematik der Anlage A ergibt sich, dass wie im Verfahren zur Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Erlösobergrenzen separate Angaben für Netzbetreiber, Verpächter und Subverpächter mit mehreren Dateien zu tätigen sind.
- 354 Sofern ein Netzbetreiber neben dem Transformationselement die Abschreibungsmodalitäten nach den Tenorziffern 2 bis 4 auch beim Kapitalkostenaufschlag des jeweiligen Folgejahres anwendet, sind auch diese Angaben mit dem gesamten Sachanlagevermögen in der Anzeige zu leisten. Die Anzeige enthält hierbei stets das gesamte Sachanlagevermögen, also auch die Angaben zum Sachanlagevermögen unabhängig zum Zugangsjahr, für das eine lineare Abschreibung nach den Vorgaben nur der GasNEV erfolgt. Auf diese Weise wird eine zeitnahe, einheitliche Angabe ermöglicht und etwaige Missverständnisse zu der Frage, für welche Anlagengüter welche Abschreibungsmodalitäten gelten sollen, werden vermieden. Dies ist auch insofern wichtig, als dass die Anzeige eine Bindungswirkung entfalten soll (siehe hierzu Tenorziffer 10 S. 3). Für den Fall, dass die Abschreibungsmodalitäten nur bezüglich der Anlagen ab dem Jahr 2021 im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags nach Tenorziffer 8 angepasst werden sollten, entfällt hingegen das Erfordernis einer Anzeige. Dennoch müssen die Netzbetreiber in diesem Fall im Hintergrund die Vorgaben der Tenorziffer 5 zur Bildung von SAV-IDs einhalten.
- 355 Ab dem Jahr 2028 besteht die Möglichkeit weiterer Verfahrensvereinfachungen, etwa in Form einer einheitlichen Regelung in Rahmen eines Kapitalkostenabgleichs für Gasversorgungsnetzbetreiber.

16. Abbildung der geänderten Abschreibungsmodalitäten im Regulierungskonto und Bindung der Netzbetreiber (Tenorziffer 10)

- 356 Tenorziffer 10 enthält materielle, bundesweite Regelungen bzw. Klarstellungen. Gemäß Tenorziffer 10 S. 1 wird klargestellt, dass in materieller Hinsicht das Transformationselement als Teil der nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse auf dem Regulierungskonto gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV verbucht wird. Nach Tenorziffer 10 S. 2 wird klargestellt, dass bezüglich des Kapitalkostenaufschlags die Differenzbildung nach § 5 Abs. 1a S. 1 ARegV sich weiter allein anhand der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten in Abweichung zu

den Planwerten nach § 10a Abs. 6 S. 1 Nr.2 ARegV bestimmt. Das heißt, dass auch bei Planwerten die Abschreibungsmodalität fixiert wird nach den folgenden Grundsätzen, auch wenn die Basis der Abschreibung einen Planwert darstellt.

- 357 In materieller Hinsicht enthalten Tenorziffer 10 S. 3 und 4 einen Schutz der Netznutzer und Letztverbraucher vor nachträglichen Neuberechnungen. Unabhängig davon, ob das Regulierungskonto eines bestimmten Jahres noch „offen“ sein sollte, ist mit der Regelung umfänglich ausgeschlossen, dass die Abschreibungsmodalitäten nach Belieben für abgeschlossene Zeiträume durch Netzbetreiber angepasst werden. Vielmehr gilt der materielle Grundsatz, dass die Abschreibungsmodalitäten spätestens mit der Entgeltkalkulation für das Folgejahr fixiert ist.
- 358 Im Normalfall deckt sich die Abschreibungsmodalität in der Entgeltkalkulation durch die Netzbetreiber dabei selbstverständlich mit einem vorherigen Antrag oder Bescheid zum Kapitalkostenaufschlag oder einer Anzeige zum Transformationselement oder einer sonstigen Verfahrensausgestaltung durch die zuständige Regulierungsbehörde. Die Bindungswirkung und das materielle Rückwirkungsverbot bestehen also unabhängig von der Frage, wie die Abschreibungsmodalitäten verfahrenstechnisch ausgestaltet werden.

17. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 13)

- 359 Tenorziffer 13 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Hiernach sind die Regelungen in den Tenorziffern 5, 7 S. 3 und 4, 8 S. 10 und 11 sowie die Ziffer 9 Verfahrensvorschriften und berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.
- 360 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Auch unabhängig von der konkreten verfahrensrechtlichen Ausgestaltung im Einzelfall können bundesweit materiell einheitliche Abschreibungsmodalitäten innerhalb des bestehenden Systems der Anreizregulierung festgelegt werden.

18. Sonstiges

18.1. Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge

- 361 Die Beschlusskammer hat davon abgesehen, für die Jahre 2025 bis 2027 eine ggf. von § 9 Abs. 2 GasNEV und § 10a Abs. 6 ARegV abweichende Regelung zu Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen zu schaffen. Grundsätzlich kann hier ein Regelungsbedarf

bestehen, da die Auflösung über 20 Jahre im Hinblick auf die Gasnetztransformation flexibler ausgestaltet werden könnte. Jedoch ist im Rahmen der gesamthaften Neufestlegung der GasNEV und ARegV durch Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG mit Geltung ab dem Jahr 2028 beabsichtigt, den Komplex der Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge zu regeln. Hierbei werden die Zusammenhänge mit der grundsätzlichen Berechnung der kalkulatorischen Kapitalkosten zu beachten sein. Die Problematik in den Jahren 2025 bis 2027 bezüglich der Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge ist auch im Vergleich zu anderen Sachanlagen mit erheblich längeren Nutzungsdauern von bis zu mind. 55 Jahren nach Anlage 1 der GasNEV nicht derart ausgeprägt, dass hier zwingend für den Übergangszeitraum eine Regelung erfolgen müsste. Auf diese Weise werden ggf. mehrfache Umstellungen der kalkulatorischen Abbildung innerhalb weniger Jahre vermieden.

18.2. Biogasanschlüsse

362 Bezüglich der Kalkulation der Biogasumlage kann bestätigt werden, dass die flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten grundsätzlich auch im Rahmen der Biogaskostenwälzung angewendet werden können. Dies sollte nach den erörterten Grundsätzen nur erfolgen, soweit die für die Einspeisung von Biogas benötigten Anlagegüter ebenfalls von einer zukünftigen Außerbetriebnahme zu entsprechenden Zeitpunkten betroffen sein können. Im Erhebungsbogen für die Biogas-Kostenmeldung zum 31.08.2024 waren aufgrund der zeitlichen Überschneidung noch keine flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten vorgesehen, sondern es war nach wie vor die Systematik nach KANU 1.0 ausgewiesen. Die Beschlusskammer erachtet dies als unproblematisch, da eine beschleunigte Außerbetriebnahme von Biogasanlagen eher die Ausnahme sein dürfte (im Gegenteil wird gerade aufgrund des Bestehens von Biogasanlagen mit einem längeren Betrieb der Netzteile im Einklang mit den Dekarbonisierungszielen argumentiert). Aufgrund der Abbildung dieser vernachlässigbaren Mehrkosten bzw. vorgezogenen Kosten in der bundesweiten Biogasumlage ist hier ausnahmsweise auch ein entsprechender Plan-Ist-Abgleich möglich, sofern eine Kostenmeldung zum 31.08.2024 im Hinblick auf die Planwerte insoweit korrigiert werden muss.

18.3. Handelsbilanz und Steuerbilanz

363 Der Beschlusskammer ist bewusst, dass die Flexibilisierung der kalkulatorischen Abschreibungsmodalitäten indirekte Auswirkungen auf die Handels- und Steuerbilanz der Netzbetreiber haben wird, wobei handelsrechtlich durchaus kürzere Nutzungsdauern möglich sind, etwa wenn das (beschleunigte) Nutzungsende eines Wirtschaftsgutes absehbar ist. Hierbei decken sich die Erwägungen der Beschlusskammer mit den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf, da es sowohl im Bereich der kalkulatorischen Abschreibungen als auch

der handelsrechtlichen Abschreibungen um im Einzelfall begründete Änderungen der Nutzungsänderungen geht. Auch bei einer Änderung einer kommunalen Wärmeplanung, die im Gesetz zur Wärmeplanung im Rahmen der Fortschreibungen der Planungen gesetzlich vorgesehen ist, kann ein solcher begründeter Fall vorliegen, der eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten nach sich ziehen würde.

364 Den hier erforderlichen Fachaustausch wird die Bundesnetzagentur aktiv begleiten. Jedoch kann mit den Mitteln einer Festlegung nach dem EnWG zur kalkulatorischen Berechnung von Abschreibungen keine abschließende Regelung des Sachverhalts in dieser Hinsicht erfolgen. Nichtsdestotrotz hat die Beschlusskammer die vorgebrachten Erwägungen bei der Bestimmung der Abschreibungsmodalitäten gewürdigt, etwa bei der Höhe des Satzes der degressiven Abschreibungen, die als Option eingeräumt wird. Die Frage, wie eine etwaige Gewinnausschüttung gestaltet oder reinvestiert wird, ist jedoch ebenso kein Aspekt, der durch eine Festlegung der Beschlusskammer geregelt werden könnte.

18.4. Evaluierung der Regelungen, Rechtsrahmen ab dem Jahr 2028 sowie Auswirkungen auf den Effizienzvergleich und die Eigenkapitalverzinsung

365 Wie erörtert, wird ab dem Jahr 2028 ohnehin im Rahmen einer oder mehrerer Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG zu den gesamthaften Nachfolgeregelungen zur GasNEV und ARegV eine Anschlussregelung auch zu den hier in KANU 2.0 getroffenen Regelungen erfolgen. Insoweit ist eine zeitnahe Evaluierung ohnehin angelegt. Im Zuge dessen werden auch die Auswirkungen der flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten etwa auf den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode zu erörtern sein.

366 Im Hinblick auf die Eigenkapitalverzinsung liegt es jedenfalls außerhalb des Zuständigkeitsbereichs der Beschlusskammer, eine Kompensation aus Steuergeldern festzulegen. Eine solche Lösung würde im Übrigen einen unsachgemäßen Anreiz dazu setzen, zu lange Nutzungsdauern anzusetzen und damit die Netze nicht rechtzeitig abzuschreiben. Im Übrigen stehen die durch die Abschreibungen freigewordenen Mittel zur Reinvestition zur Verfügung, wo eine entsprechende risikoangepasste Verzinsung erzielt werden kann.

III. Kosten (§ 91 EnWG)

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

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

368 Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und Betreibern von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, statt der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die folgenden Angaben bekannt gemacht werden: Der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung 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)

Bonn, den 25.09.2024

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Klaus Müller

Barbie Kornelia Haller

Dr. Daniela Brönstrup

Beisitzer

Beisitzerin

Beisitzerin

Dr. Christian Schütte

Anne Christine Zeidler

Dr. Annegret Groebel