

NETZENTGELTE GAS

Eckpunkte- papier

Rückstellungen für Stilllegungen
und unvermeidbaren Rückbau von
Erdgasnetzen



Bundesnetzagentur

Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen

Eckpunktepapier zum Festlegungsverfahren BRÜCKEN (BK9-25/618)

Stand: Januar 2026

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Beschlusskammer 9

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: konsultation.bk9@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Hintergrund.....	5
2 Bundesweite Methodenfestlegung BRÜCKEN	5
3 Berücksichtigung von Auflösungen und Zuführungen als KA_{nEu}	5
3.1 Exogenität	6
3.2 Fehlende Gleichartigkeit	6
3.3 Volatilität	6
3.4 Gesamtabwägung der Kriterien	7
4 Beschränkung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau	7
5 Berücksichtigung von Ist-Kosten (Zuführungen und Auflösungen) ab dem Jahr 2025 ...	7
5.1 Kosten des Jahres 2025	8
5.2 Mittelfristige Anpassung des Regulierungssystems	9
6 Zinsaufwendungen und -erträge.....	9
7 Weitere Einzelfragen	9
7.1 Zusammenhang mit der Gasnetztransformation	9
7.2 Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss	9
7.3 Verstetigung der Kosten	10
7.4 Abgrenzung zu sonstigen Kosten.....	11
7.5 Abgrenzung zu CAPEX.....	11
7.6 Verfahren	11
8 Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung	11
9 Umgang mit etwaigem Mehraufwand (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden) ...	13
10 Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden)	14
11 Weiteres Vorgehen	15
Impressum.....	17

1 Hintergrund

Mit der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1 vom 08.12.2025) hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 7 Regelungen geschaffen zu Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}). Diese Regelungen betreffen den Zeitraum ab der fünften Regulierungsperiode Gas, die am 01.01.2028 beginnt und auf dem Jahr 2025 als Basisjahr basiert (Tenorziffer 2.2 RAMEN Gas).

Die KA_{nEu} unterliegen nicht dem allgemeinen Budgetprinzip und sind im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar, wobei im Regelfall eine Anpassung auf Basis von Ist-Kosten erfolgt (Ist-Kosten des Jahres $t-2$, siehe Tenorziffer 7.7 von RAMEN Gas).

Nach Tenorziffer 7.5 von RAMEN Gas werden Kosten oder Erlöse aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen als KA_{nEu} festgelegt. Darüber hinaus ist als Regelbeispiel in Tenorziffer 7.6 von RAMEN Gas vorgesehen, dass weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffern 7.2 bis 7.4 von RAMEN Gas als KA_{nEu} festgelegt werden können, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode.

Zur Umsetzung dieses Regelbeispiels hat die Große Beschlusskammer Energie am 08.12.2025 ein entsprechendes Festlegungsverfahren an die Beschlusskammer 9 zu Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN) übertragen. Die Einleitung des Verfahrens erfolgte am 16.12.2025. Im Anschluss an die Konsultation dieses Eckpunkteapiers soll ein Festlegungsentwurf konsultiert werden.

2 Bundesweite Methodenfestlegung BRÜCKEN

Bei dem Festlegungsverfahren handelt es sich um eine bundesweite Methodenfestlegung gegenüber allen Betreibern von Gasversorgungsnetzen (Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber). Zudem ist keine Differenzierung zwischen Netzbetreibern im Regelverfahren und im vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 RAMEN Gas vorgesehen.

3 Berücksichtigung von Auflösungen und Zuführungen als KA_{nEu}

In einem ersten Schritt sollen Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation zu KA_{nEu} erklärt werden. Die Regelung gilt ab der fünften Regulierungsperiode, also ab dem 01.01.2028. Entsprechende Kosten im Basisjahr 2025 werden im Zuge der Kostenprüfung bzw. Überleitungsrechnung für die fünfte Regulierungsperiode abgegrenzt. Hierzu werden entsprechende Abfragen vorgesehen.

Regelungen für die vierte Regulierungsperiode (01.01.2023 bis 31.12.2027) in Abweichung zum bestehenden Regulierungsrahmen insb. nach § 11 ARegV sind nicht vorgesehen. Denn im Zuge der erstmaligen Umsetzung der Regelung kann sichergestellt werden, dass alle Kosten ab dem Jahr 2025 sachgerecht in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber berücksichtigt werden (siehe hierzu Abschnitt 5).

Dadurch, dass die entsprechenden Kosten des Basisjahres zu KA_{nEu} erklärt werden, kann zudem der Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode unabhängig von diesem Sachverhalt im Hinblick auf die Aufwandsparameter durchgeführt werden. Eine etwaige Heterogenität der Netzbetreiber im Hinblick auf die Rückstellungsbildung im Jahr 2025 wird also egalisiert.

Die Anerkennung als KA_{nEu} erfordert eine Subsumption unter die Kriterien der Exogenität, der (fehlenden) Gleichartigkeit und der Volatilität nach Tenorziffern 7.1 bis 7.4 von RAMEN Gas. Diesbezüglich verweist die Beschlusskammer im Rahmen dieses Eckpunktepapiers auf die entsprechenden Begründungen zum Regelbeispiel in RAMEN Gas, dort Rn. 986 bis 994 und insbesondere Rn. 990 bis 993. An diesen Erwägungen, dass ein Verbleib des Sachverhalts im Budgetprinzip oder eine Regelung als volatiler Kostenanteil nach Tenorziffer 8 RAMEN Gas nicht sachgerecht wäre, hält die Beschlusskammer fest.

3.1 Exogenität

Auch wenn die Stilllegung exogen veranlasst ist, bestehen auf die Stilllegungskosten selbst durchaus Einflüsse. Dies gilt zumindest für die Kostenhöhe durch die Wahl der konkreten Maßnahme zur Stilllegung sowie durch eine effiziente Umsetzung der Maßnahme. Demgegenüber ist der Einfluss auf die Rückstellungsbildung (Zuführungsbeiträge und Auflösungen) begrenzt, so dass diese stärker exogen geprägt ist. Zusätzlich zur exogen veranlassten Stilllegung hängt die Höhe der Rückstellungen insbesondere vom zeitlichen Vorlauf bis zur Stilllegung ab.

Die differenzierte Betrachtung von einerseits der Rückstellungsbildung und andererseits den Ist-Kosten der späteren Maßnahmen führt dazu, dass auch differenzierte Anreizinstrumente vorgesehen werden könnten (siehe Abschnitte 9 und 10).

3.2 Fehlende Gleichartigkeit

Stilllegungen werden aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen und Stilllegungsplanungen, auch vor dem Hintergrund teils früherer Klimaziele in den Ländern und einzelnen Kommunen, regional in unterschiedlicher Ausprägung und Geschwindigkeit ablaufen. Dies gilt auch für unvermeidbaren Rückbau. Vor diesem Hintergrund sind über lange Sicht zwar die meisten Netzbetreiber von Rückstellungsbildungen betroffen, allerdings aufgrund des unterschiedlichen zeitlichen Vorlaufs bis zur Stilllegung bzw. zum Rückbau nicht in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise. Gleichzeitig fehlt es an einem substitutionalen Verhältnis zu anderen Kosten, was bei der Bewertung der Gleichartigkeit zu berücksichtigen ist (siehe Abschnitt II.11.3 der Festlegung RAMEN Gas). Outputseitig können Rückstellungen kaum sachgerecht abgebildet werden. Daran anschließend ist davon auszugehen, dass die Einbeziehung von Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbarem Rückbau zu einer Verzerrung des Effizienzvergleichs führen würde, worauf das Kriterium der Gleichartigkeit zielt (siehe Abschnitt II.11.3 der Festlegung RAMEN Gas).

3.3 Volatilität

Es ist davon auszugehen, dass es zu Volatilität der Zuführungen und Auflösungen kommen kann. Die Höhe der jährlich zu bildenden Rückstellungen hängt im Wesentlichen von der Dauer der zur Verfügung stehenden Zeit bis zur Stilllegung bzw. zum unvermeidbaren Rückbau sowie der Höhe des Erfüllungsbetrages ab. Die Höhe des Erfüllungsbetrags, der zu Beginn der Stilllegungsplanung zu prognostizieren ist, kann dabei erheblichen Schwankungen unterliegen. Entwickelt sich beispielsweise die Inflation anders als prognostiziert oder steigen die Baukosten stärker als erwartet, können schon kleinere Abweichungen erhebliche Auswirkungen auf einen ggf. weit in die Zukunft prognostizierten Erfüllungsbetrag haben. Da die Zinsen nicht

als KA_{nEu} anerkannt werden sollen (siehe Abschnitt 6), kommt es auf daraus resultierende Effekte bei der Bewertung der aber auch im Übrigen bestehenden Volatilität nicht an.

3.4 Gesamtabwägung der Kriterien

In der Gesamtabwägung besteht zwar nur eine exogene Prägung der Kosten. Entscheidend ist jedoch, dass es – ohne Substitut und im Effizienzvergleich kaum sachgerecht abbildbar – an der Gleichartigkeit fehlt und zudem die Volatilität insbesondere der Zuführungen eher hoch ist.

4 Beschränkung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau

Durch den Wortlaut des Regelbeispiels und der vorgesehenen, gleichlautenden Regelungen wird sichergestellt, dass lediglich in begrenztem Rahmen Kosten für notwendige Stilllegungen und für unvermeidbaren Rückbau regulatorisch anerkannt werden. Wie dargelegt sollen sich hierbei lediglich bzw. zunächst Zuführungen und etwaige Auflösungen der Rückstellungen entsprechend geregelt werden. Spätere Ist-Kosten von konkreten Maßnahmen der Stilllegung und des unvermeidbaren Rückbaus werden grundsätzlich durch die spätere erfolgsneutrale Inanspruchnahme der Rückstellung finanziert (siehe Abschnitt 10 zu einem diesbezüglichen Anreizinstrumenten für eine effiziente Verwendung).

Insbesondere Kosten für einen nicht erforderlichen Rückbau sollen durch die Regelung nicht erfasst werden. Während die Große Beschlusskammer Energie bei der Begründung des Regelbeispiels noch als Ausblick generelle Erwägungen zur Unvermeidbarkeit in den Blick genommen hat (vgl. Rn. 987 von RAMEN Gas), liegt nunmehr mit § 48b EnWG-E der Entwurf einer Regelung ebendieser Frage vor.

Eine per Festlegung erfolgende Definition des Begriffs des unvermeidbaren Rückbaus ist daher nicht vorgesehen. Für eine solche abstrakte Regelung besteht nach §§ 21, 21a EnWG auch keine Rechtsgrundlage. Diese Abgrenzung wird sich letztlich aus der in § 48b EnWG-E vorgesehenen Regelungen zur Duldungspflicht von Grundstückseigentümern ergeben. Hiernach soll im Fall einer Außerbetriebnahme von Leitungen eine grundsätzliche Duldungspflicht des Grundstückseigentümers zum Verbleib der Leitungen bestehen, sofern die Außerbetriebnahme auf einem bestätigten Netzentwicklungsplan oder genehmigten Verteilernetzentwicklungsplan beruht. Entgegenstehende vertragliche Regelungen sollen durch das Gesetz für unwirksam erklärt werden. Nur in Ausnahmefällen soll die Duldungspflicht ausgeschlossen sein.

Aufgrund der absehbaren Regelungswirkung des § 48b EnWG-E dürfte hierbei dem Grunde nach nur ein Ansatz für (absehbare) Stilllegungen erfolgen sowie ein Ansatz für Rückstellungen, die im Einzelfall aufgrund der Umstände nicht vermeidbar sein sollten. Dadurch wird bereits im Ansatz sichergestellt, dass die Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau der Gasnetze insoweit effizient erfolgt, wobei effizient in dem Sinne zu verstehen ist, dass die Stilllegung und der unvermeidbare Rückbau ohne unnötige Bauarbeiten und kostengünstig erfolgt. Darüber hinaus sind perspektivisch regulatorische Anreizinstrumente zur Stärkung des Effizienzaspekts vorgesehen (siehe Abschnitt 10).

5 Berücksichtigung von Ist-Kosten (Zuführungen und Auflösungen) ab dem Jahr 2025

Die Umsetzung des Regelbeispiels soll im Hinblick auf die Anpassbarkeit der Kosten und Erlöse mit Ist-Werten erfolgen (t-2-Ansatz). Die mit der Festlegung RAMEN Gas verfolgte Grundkonzeption entspricht auch

bei KA_{nEu} dem Ist-Kosten-Ansatz. Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t-0 mit Planwerten) soll im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben (siehe Rn. 998 von RAMEN Gas). Die abweichende Anerkennung von Planwerten bei vorgelagerten Netzkosten mit einem Abgleich im Regulierungskonto stellt im Ergebnis im Wesentlichen ein Abstellen auf Ist-Werte dar, da diese Werte im Zeitpunkt der Entgeltbildung aufgrund der vorherigen Veröffentlichung von Entgelten der vorgelagerten Netzebenen in der Regel bereits abschließend feststehen (siehe Rn. 997 von RAMEN Gas).

5.1 Kosten des Jahres 2025

Wie bereits in der Festlegung RAMEN Gas festgehalten, kann durch eine Übergangsregelung eine vollständige Berücksichtigung der Ist-Kosten ab dem Jahr 2025 in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber erfolgen (siehe Rn. 994 von RAMEN Gas). Ohne Übergangsregelung würden erstmalig im Jahr 2028 die Ist-Kosten des Jahres 2026 berücksichtigt werden. Mittels einer Übergangsregelung könnte einmalig ein Ansatz von t-3 erfolgen, um den Sachverhalt ab dem Basisjahr 2025 vollständig abzubilden. Hierbei handelt es sich um einen Sondersachverhalt im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation und der zur Kenntnis der Beschlusskammer nunmehr bereits in 2025 anstehenden erstmaligen Bildung entsprechender Rückstellungen in ggf. erheblichem Umfang aufgrund des absehbaren Wegfalls der sogenannten Ewigkeitsvermutung für den Betrieb der Gasnetze. Eine Übertragbarkeit des Sachverhalts und der Ausnahmeregelung auf sonstige Fragen der Kostenregulierung im Strom- oder Gassektor liegt grundsätzlich nicht vor.

Um einen Entgeltsprung im Jahr 2028 zu vermeiden, könnten diese Ist-Kosten des Jahres 2025 analog zu den Regelungen zum Regulierungskonto verzinst auf die Jahre 2028 bis 2030 verteilt werden. Gegen eine solche Verrattung könnte angeführt werden, dass die Kosten von noch absehbar hohen Mengen im Jahr 2028 getragen werden könnten.

Durch diesen Ansatz wird auch eine Anpassung des bisherigen Rechtsrahmens im Hinblick auf die vierte Regulierungsperiode und den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 ARegV obsolet. Dieser Zeitraum ist nicht Gegenstand des vorliegenden Festlegungsverfahrens.

Sofern ein Ansatz von Planwerten ab dem Jahr 2028 gefordert wird, müsste für die Jahre 2025, 2026 und 2027 eine Übergangsregelung analog zum Regulierungskonto erfolgen. Andernfalls käme es bei der Berücksichtigung von vier Jahresscheiben im Jahr 2028 zu einem unerwünschten Entgeltsprung. Auch bei einer derartigen Umsetzung wäre zudem das erste Jahr einer Kostenanerkennung das Jahr 2028. Eine frühere Kostenanerkennung bereits im Jahr 2027 würde hingegen eine Änderung des bisherigen, für die vierte Regulierungsperiode geltenden Rechtsrahmens erfordern. Dies wäre mit einem erheblich größeren Aufwand verbunden, zumal auch etwaige vergleichbare Kosten im Basisjahr 2020 im Rahmen einer Nacherhebung noch abgegrenzt werden müssten. Ab dem Jahr 2028 hingegen lässt sich der Sachverhalt sachgerecht aus dem Budgetprinzip herauslösen, indem ausgehend vom Basisjahr 2025 eine entsprechende Überleitungsrechnung im Rahmen der anstehenden Kostenprüfung erfolgt. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass die Regulierungssystematik für die Erlösobergrenzen der Jahre 2025 und 2026 bereits entgeltwirksam geworden ist bzw. im Verfahrensverlauf sein wird und nachträgliche Anpassungen am Regulierungsrahmen zu vermeiden sind. Vielmehr sollen die Bedingungen und Methoden im Vorfeld feststehen. Entsprechende transformationsbedingte Kosten aus den Jahren vor 2025 wurden an die Beschlusskammer nicht herangetragen.

5.2 Mittelfristige Anpassung des Regulierungssystems

Der Beschlusskammer ist bewusst, dass ein Ansatz von Ist-Kosten (t-2) in der Endphase der Nutzung der Gasnetze dazu führen kann, dass den Kosten keine hinreichende Zahl von Netzkunden mehr gegenüberstehen. Dieser Umstand gilt jedoch nicht isoliert für den Sachverhalt von Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau, sondern auch für sonstige Kosten wie insb. Versorgungsleistungen. Im Übrigen gilt grundsätzlich ein repräsentatives Budgetprinzip. Es wird daher mittelfristig zu erörtern sein, inwiefern eine weiter gedachte Systemumstellung erforderlich sein wird, um diesen Umstand zu berücksichtigen. Hierbei sollte eine gesamthafte Bewertung des Systems im Hinblick auf die Anforderungen aus der Gasnetztransformation erfolgen. Ziel sollte sein, dass eine adäquate Refinanzierung der betriebsnotwendigen Kosten für die Netzbetreiber und eine sachgerechte Kostenbeteiligung der zurzeit noch in großer Menge am Netz befindlichen Netznutzer erfolgt. Diese Fragen sind jedoch nicht Gegenstand des vorliegenden Festlegungsverfahrens und würden zunächst in die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie fallen.

6 Zinsaufwendungen und -erträge

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

Die Behandlung von Zinserträgen und Zinsaufwand im Fall der Versorgungsrückstellungen kann regulatorisch abweichend beurteilt werden, da es dort regelmäßig zu stark schwankenden Zinserträgen und Zinsaufwand auch aufgrund von Kurswertänderungen kommen kann.

7 Weitere Einzelfragen

7.1 Zusammenhang mit der Gasnetztransformation

Der Zusatz „im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation“ aus dem Regelbeispiel ist als deklaratorisch zu verstehen, denn grundsätzlich wird jede Stilllegung und jeder (unvermeidbare) Rückbau im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation stehen. Es kommt nicht darauf an, ob z.B. die Stilllegung auf Kundenwunsch (etwa aufgrund des Einbaus einer Wärmepumpe) oder in Folge einer (Teilnetz)stilllegung mit entsprechendem Vorlauf nach einem Stilllegungsplan erfolgt. Sofern es in diesem Zusammenhang eine Kostentragungspflicht eines Dritten geben sollte, sind insoweit die Kosten bzw. Rückstellungszuführungen jedoch nicht anerkennungsfähig, denn bei einer absehbaren Kostentragungspflicht eines Dritten dürften Rückstellungen insoweit erst gar nicht gebildet werden.

Aufgrund dieser Erwägungen bedarf es keiner Übernahme der Formulierung bei der Umsetzung des Regelbeispiels.

7.2 Anknüpfung an den Tätigkeitsabschluss

Die Regelung soll, ohne dass es hierzu einer Klarstellung bedürfte, an den entsprechenden Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG anknüpfen. Voraussetzung für die Anerkennung ist demnach im Wesentlichen, dass es sich um eine im testierten Tätigkeitsabschluss enthaltene Zuführung zu einer Rückstellung handelt. Die

handelsrechtliche Bildung einer Rückstellung für ungewisse Verbindlichkeiten setzt unter anderem das Vorliegen einer Außenverpflichtung sowie die hinreichende Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme aus dieser Verpflichtung voraus. Regulatorisch können mangels Rechtsgrundlage keine Regelungen zur (handelsrechtlichen) Rückstellungsbildung als solcher getroffen werden.

Im Rückstellungsspiegel sollte hierzu letztlich eine Rückstellung für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau ausgewiesen sein. Gemäß Tenorziffer 4.5 der Festlegung BK9-19/613-1 vom 25.11.2019 (6b-Festlegung) ist ein Rückstellungsspiegel für die entsprechende Tätigkeit darzustellen. Fehlt in der Bezeichnung der Rückstellung die Einschränkung auf den unvermeidbaren Rückbau, wäre der Netzbetreiber im Weiteren insoweit vollständig nachweispflichtig für die Einordnung der Kosten unter die KA_{nEu} -Position. Eine solche Differenzierung bzw. Abgrenzung dürfte sich aufgrund der Regelung in § 48b EnWG-E jedoch ohnehin ergeben.

7.3 Verstetigung der Kosten

Es ist eine Verstetigung der Kosten durch eine adäquate Rückstellungsbildung anzustreben, um am Ende verbleibende Netzkunden nicht einseitig mit den Kosten und einem sprunghaften Anstieg der Netzkosten zu belasten. Dies ergibt sich jedoch bereits grundsätzlich aus dem HGB, da hiernach Ansammlungsrückstellungen gebildet werden.

Ergänzend ist zu erörtern, inwiefern eine mengenbasierte Bildung der Rückstellung statt einer Gleichverteilung erfolgen könnte (also analog zu entsprechenden degressiven Abschreibungen wie KANU 2.0). Im Hinblick auf die tatsächliche Netznutzung im verbleibenden Zeitverlauf wäre eine derartige Verteilung der Kosten sachgerecht.

Nach vorläufiger Einschätzung der Beschlusskammer sind hierfür im Wesentlichen keine Änderungen der Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung notwendig. Denn nach den Verlautbarungen des IDW gilt, dass zwar das Barwertverfahren oder alternativ das Gleichverteilungsverfahren zur Abbildung von Verteilungsrückstellungen zulässig sind. Gleichzeitig wird festgehalten:

„Im Falle eines ungleichmäßigen Verlaufs der wirtschaftlichen Vorteile ist eine Verteilung der Aufwendungen entsprechend zu modifizieren.“

(IDW RS HFA 34, Rn. 19)

Ein solcher ungleichmäßiger Verlauf kann bei einer entsprechenden Mengenprognose, die auch Grundlage für degressive Abschreibungen sein kann, gegeben sein. Dies würde auch eine Form der Rückstellungsbildung erlauben, bei denen in den mengenstarken Anfangsjahren eine höhere Zuführung erfolgt. Die Beschlusskammer stellt jedoch klar, dass regulatorisch kein vom Handelsrecht abweichender Rückstellungsverlauf akzeptiert werden kann. Für eine jahrzehntelange Nachhaltung der Rückstellungen ist hier vielmehr ein Gleichlauf erforderlich.

Auch wenn die Beschlusskammer diesbezüglich keine Regelungskompetenz hat, stellt sie die hier aufgeworfenen Aspekte aufgrund des engen Zusammenhangs der handelsrechtlichen und regulatorischen Fragestellungen zur Diskussion.

7.4 Abgrenzung zu sonstigen Kosten

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

7.5 Abgrenzung zu CAPEX

Beschleunigte Abschreibungen von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen können über KANU 2.0 bzw. die Nachfolgeregelungen in der GasNEF und im Kapitalkostenabgleich nach RAMEN Gas vorgenommen werden.

Aktivierungsfähige Kosten aufgrund einer Stilllegung oder einem unvermeidbaren Rückbau sind auszuschließen. Die hier gegenständlichen Rückstellungen dürfen demnach regulatorisch nicht zur Aktivierung von Sachanlagevermögen eingesetzt werden, etwa aufgrund einer Teilnetzstilllegung noch notwendig gewordenen Investition in das noch verbleibende Netz. Wäre dies der Fall, könnte es ggf. zu einer doppelten Kostenanerkennung über den Kapitalkostenaufschlag kommen.

7.6 Verfahren

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

8 Anreizinstrument gegen eine überhöhte Rückstellungsbildung

Zur Vermeidung von zu hohen Rückstellungen mit entsprechender Vorfinanzierung durch die Netznutzer (die durch Netzbetreiber durch die Anerkennung als KA_{nEu} zunächst vollständig risikolos gebildet werden könnten) soll ein Anreizinstrument eingeführt werden.

Entspricht die Höhe der gebildeten Rückstellung der Höhe der späteren Ist-Kosten, ergeben sich im Hinblick auf die regulatorische Berücksichtigung insoweit zunächst keine Schwierigkeiten (vorbehaltlich eines Anreizinstruments zum Abgleich der Ist-Kosten mit effizienten Kosten, siehe Abschnitt 10). Ist die Rückstellung zu hoch angesetzt worden, kommt es zu einer Auflösung, die ergebniserhöhend anzusetzen ist. Der Zeitpunkt der Auflösung bestimmt sich handelsrechtlich insbesondere nach dem Zeitpunkt, in dem bei vorsichtiger Betrachtung der Rückstellungsbestand angesichts der aktualisierten Erkenntnisse als zu hoch einzuordnen ist. Dies kann bereits im Verlauf der Ansammlung der Fall sein, bei Beginn der ersten Maßnahmen, im Verlauf der Gasnetztransformation oder auch erst zu deren Abschluss.

Ist die Rückstellung höher als die Ist-Kosten, würde auf jeden Fall diese Differenz erlösobergrenzenwirksam berücksichtigt werden. Von dieser Differenz soll sodann als Anreizinstrument ein bestimmter Prozentsatz der Abweichung zusätzlich von der jeweiligen Erlösobergrenze abgezogen werden, um eine möglichst passgenaue Rückstellungsbildung anzureizen.

Anknüpfungspunkt dieser Regelung wäre der entsprechende Auflösungsbetrag aus dem Rückstellungsspiegel.

Auch wenn der Netznutzer die überhöhte Zuführung im Rahmen der Auflösung zurückerhält und in dem Sinne keinen Schaden hat, hat die überhöhte Rückstellung dennoch zu einem in dieser Höhe ungerechtfertigtem Liquiditätsentzug bei den Netznutzern geführt. Aufgrund der Ausgestaltung als KA_{nEu} ist der Netzbetreiber hingegen bezüglich des Sachverhalts grundsätzlich risikolos gestellt. Ein solcher Zuschlag auf Auflösungsbeträge würde zu einem Interessenausgleich führen.

In diesem Zusammenhang ergibt sich auch ein indirekter Anreizmechanismus aus dem WACC-Ansatz. Da der Zinsaufwand nicht als KA_{nEu} eingestuft wird (siehe Abschnitt 6), muss der Netzbetreiber diesen über das Zinsbudget aus dem WACC finanzieren. Aus dem pauschalen WACC-Ansatz würde sich also per se ein Anreiz ergeben, möglichst wenig Zinsaufwand zu generieren und also auch den Rückstellungsbestand eher gering zu halten.

Beide Aspekte könnten jedoch auch eine zu geringe Rückstellungsbildung anreizen, was wiederum durch ein weiteres Anreizinstrument adressiert werden sollte (siehe Abschnitt 9).

Generell gilt, dass das hier skizzierte Anreizinstrument erst zur Anwendung kommt, wenn es auch handelsrechtliche Auflösungen gibt. Dies dürfte im Wesentlichen erst zu einem späteren Zeitpunkt der Fall sein, wenn z.B. aufgrund von verbesserten Kenntnissen der Rückstellungsbestand korrigiert wird. Dies könnte sich in der Anfangsphase der vermehrten Stilllegung bzw. des unvermeidbaren Rückbaus ergeben, so dass hier noch eine relevante Gruppe von Netznutzern von der Auflösung profitieren würde. In der Endphase würden Auflösungen nur noch an eine kleinere Zahl von Netznutzern ausgeschüttet werden. Dennoch sollte ein Anreizinstrument möglichst etabliert werden, auch wenn die Kundengruppen, die die Rückstellungen ursprünglich finanziert haben, und die von der Auflösung mit Zuschlag profitieren, nicht mehr deckungsgleich ist.

Netzbetreiber könnten versuchen, den beschriebenen Nachteil zu vermeiden, indem ein überhöhter Ist-Kostenansatz erfolgt und dementsprechend eine Auflösung umgangen wird. Die Beschlusskammer wird diesen Aspekt in die Abwägung zur Einführung der entsprechenden Anreizinstrumente einstellen und behält sich darüber hinaus Kürzungen von ineffizienten Ist-Kosten vor (siehe Abschnitt 10).

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

9 Umgang mit etwaigem Mehraufwand (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden)

Fraglich ist der Umgang mit Ist-Kosten, die im Zuge einer späteren Maßnahme der Stilllegung oder des unvermeidbaren Rückbaus auftreten und die nicht von der Höhe der Rückstellung gedeckt sein sollten (Mehraufwand aufgrund von Unterdeckung, hiernach als Mehraufwand bezeichnet).

Eine denkbare Alternative wäre, mittelfristig auch diese Kosten zu KA_{nEu} zu erklären, wobei aufgrund des dann abschließenden Kostenanfalls Anreizinstrumente für ein effizientes Verhalten unabdingbar wären (siehe Abschnitt 10). Hiernach wären die gesamten Kosten für Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau aus dem allgemeinen Budgetprinzip herausgelöst. Dies würde auch erfordern, dass etwaiger Mehraufwand in einem Basisjahr mit hohem Aufwand erfasst und im Rahmen der Kostenprüfung bzw. Überleitungsrechnung eliminiert wird. Denn ohne eine solche Eliminierung gäbe es ein Teil-Budget aufgrund dieser bzw. für diese Kosten. Auch in den Folgejahren müsste sodann eine aufwändige Abgrenzung der Kosten erfolgen. Eine ähnliche Vorgehensweise erfolgt zurzeit bei den Kosten für Biogas und die Marktraumumstellung, die systematisch ebenso abgegrenzt und anderweitig per Umlage abgewickelt werden. Hier zeigt sich der erhebliche Aufwand dieser Vorgehensweise. Netzbetreiber hätten hierbei den Anreiz, möglichst viele Kosten herauszulösen, um die Aufwandsparameter für den Effizienzvergleich künstlich zu verringern.

Alternativ könnte der Mehraufwand (insbesondere in Verbindung mit dem Anreizinstrument gegen pauschal erhöhte Zuführungen, siehe Abschnitt 8) jedoch auch im allgemeinen Budget verbleiben. Ein Anreiz zur Vermeidung dieses Mehraufwandes würde sich aus dem Umstand ergeben, dass diese Kosten in einen Effizienzvergleich einfließen würden (soweit dieser durchführbar bleibt), ihnen jedoch jedenfalls zunächst keine Vergleichsparameter entgegenstehen würden.¹ Zudem würde der Mehraufwand der Kostenprüfung unterliegen, insbesondere mit der Möglichkeit von Untersuchungen auf etwaige Besonderheiten des Geschäftsjahres. Eine Begrenzung des Regelbeispiels auf Zuführungen und Auflösungen erscheint ferner sachgerecht, da nach derzeitiger Einschätzung zur Abbildung von Stilllegungen vor dem Hintergrund der Wärme- und Stilllegungsplanungen die Rückstellungsbildung der Regelfall sein wird und laufende Stilllegungskosten voraussichtlich eher eine untergeordnete Bedeutung einnehmen werden.

Die Beschlusskammer präferiert nach dem gegenwärtigen Sachstand das Belassen des Mehraufwands im Budget. Ein Vorteil dieser Lösung ist, dass sich deutlich weniger Abgrenzungsfragen stellen würden. Gegen die Dringlichkeit einer Regelung spricht zudem, dass es absehbar eine relativ lange Vorlaufzeit von Stilllegungen auf Basis von Stilllegungsplänen geben wird.

Da dieser Punkt perspektivisch jedoch frühestens das Basisjahr 2030, eher die Mitte der 2030er Jahre betreffen wird, erachtet die Beschlusskammer eine endgültige Regelung für die fünfte Regulierungsperiode als nicht erforderlich. Für die fünfte Regulierungsperiode würde es daher bei der Erklärung der Zuführungen und Auflösungen zu KA_{nEu} bleiben. Maßnahmen im Jahr 2025 insbesondere bezüglich etwaiger Stilllegungen im Basisjahr 2025, die nicht von Rückstellungen gedeckt sind, würden Teil der anstehenden Kostenprüfung sein. Dies betrifft jedoch nicht die hier im Raum stehenden größeren bzw. umfangreicheren Maßnahmen zur

¹ Sofern ein Effizienzvergleich mittelfristig inkl. der Stilllegungen und des unvermeidbaren Rückbaus als Teil der Versorgungsaufgabe durchgeführt werden sollte, müssten auch die durch Rückstellungen finanzierten Anteile an den Kosten zu den Aufwandsparametern hinzugerechnet werden.

Stilllegung und zum unvermeidbaren Rückbau, sondern insbesondere Stilllegungen aufgrund von entsprechenden Kundenwünschen etwa im Zuge des Einbaus einer Wärmepumpe. Diese Umstände können individuell im Rahmen der Kostenprüfung gewürdigt werden.

Sollte es zu einem Ansatz des Mehraufwandes als KA_{nEu} kommen, sollte dies gemeinsam mit einem Anreizinstrument erfolgen. Da der Netzbetreiber die Kosten durch eine frühzeitige Rückstellungsbildung hätte finanzieren können, könnte analog zum Anreizinstrument gegen überhöhte Rückstellung ein prozentualer Abschlag auf den geltend gemachten Mehraufwand vorgenommen werden. Auf diese Weise wird eine möglichst frühzeitige und passende Rückstellungsbildung angereizt und nachteilige Effekte für den später ohnehin immer kleineren Kreis an Netznutzern würden vermieden.

Für die fünfte Regulierungsperiode sollen entsprechende Regelungen jedoch wie gezeigt nicht erfolgen.

10 Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten (Ausblick auf spätere Regulierungsperioden)

Perspektivisch ist ein Anreizinstrument für die Inanspruchnahme der Rückstellung bzw. zum Abgleich zwischen den Ist-Kosten und effizienten Kosten möglich. Die Einstufung der Zuführungen und Auflösungen als KA_{nEu} bedeutet nicht, dass der Sachverhalt dauerhaft bzw. insgesamt einer regulatorischen Effizienzprüfung entzogen ist. Ein solches Anreizinstrument ist jedenfalls dann aus regulatorischer Sicht erforderlich, wenn der Effizienzvergleich nicht die künftige Versorgungsaufgabe der Stilllegungen und des unvermeidbaren Rückbaus als Teil der Versorgungsaufgabe abbildet (siehe hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 9).

Ein solches Anreizinstrument wäre wesentlich aufwändiger als die zuvor skizzierten Instrumente und bedarf insbesondere einer verlässlichen Datengrundlage zur Bestimmung der effizienten Kosten. Als Ausgangspunkt könnten z.B. effiziente Kosten für die Stilllegung eines Ausspeisepunktes in einer bestimmten Druckstufe oder für den Rückbau von z.B. einer bestimmten Länge von Rohrleitungen einer Druckebene bestimmt werden.

In den Vorbereitungen für den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber ist beabsichtigt, entsprechende Strukturparameter optional abzufragen (u.a. Stilllegung und unvermeidbarer Rückbau von Ausspeisepunkte und Leitungen nach Druckstufen). Diese nicht verpflichtende Abfrage dient der Vorbereitung der Abbildung der Gasnetztransformation im Rahmen des Effizienzvergleichs und der Evaluierung der Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs. Eine verpflichtende Abfrage soll ab dem Basisjahr 2030 erfolgen. Demnach könnte ein solches Anreizinstrument frühestens für die sechste Regulierungsperiode umgesetzt werden.

Diese Strukturdaten verbunden mit abgegrenzten Kostendaten könnten ein Ausgangspunkt für die Entwicklung eines entsprechenden Anreizinstrumentes sein. Hierbei wäre ein stufenweises Vorgehen denkbar, also zunächst die Bildung von einfachen Kennzahlen, sobald eine verlässliche Datenbasis vorliegt in Verbindung mit einer Veröffentlichung der netzbetreiberindividuellen Kennzahlen. Im Anschluss könnte weiter untersucht werden, ob anhand dieser Daten oder weiterer Daten z.B. Standardkostensätze bestimmt werden könnten, die taugliche Grundlage für die Anerkennung bzw. Kürzung von Ist-Kosten bzw. für einen Budget-Ansatz sein könnten. Denkbar wäre auch ein Bonus-Malus-System. Denn die grundsätzliche Finanzierung der Maßnahmen läuft über die im Vorfeld längst gebildeten Rückstellungen. Hier ginge es darum, die Ist-Kosten, die im Wesentlichen durch die Inanspruchnahme der Rückstellung finanziert werden,

dennoch mit z.B. den Standardkosten abzugleichen. Denn der Anreiz für Netzbetreiber, die Ist-Kosten möglichst gering auszugestalten, ist aufgrund der bereits bestehenden Vorfinanzierung als KA_{nEu} gering. Abweichungen von den Standardkosten könnten dann zu einem bestimmten Prozentsatz als Bonus bzw. Malus in die entsprechende Erlösobergrenze einfließen.

11 Weiteres Vorgehen

Die Beschlusskammer wird im Anschluss an die Konsultation des Eckpunktepapiers einen Festlegungsentwurf konsultieren. Wie erörtert wird darin im Wesentlichen die Einstufung von Zuführung und Auflösungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau für die fünfte Regulierungsperiode als KA_{nEu} erfolgen. Diese Einstufung soll bereits jetzt mit einem Anreizinstrument gegen überhöhte Rückstellungsbildungen verknüpft werden. Frühestens ab der sechsten Regulierungsperiode, ggf. je nach Datenlage sogar erst ab der siebten Regulierungsperiode sind Anreizinstrumente bezüglich des Mehraufwandes (siehe Abschnitt 9) und bezüglich der Ist-Kosten (siehe Abschnitt 10) absehbar.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Ansprechpartner

Beschlusskammer 9

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

konsultation.bk9@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

Januar 2026

Text

Beschlusskammer 9



bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA