

Bundesnetzagentur Bonn  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

## **Stellungnahme zum Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasinfrastrukturen (KANU 2.0)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 17.07.2024 den ersten Festlegungsentwurf zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasinfrastrukturen (KANU 2.0) veröffentlicht. E.ON begrüßt die Entscheidung der BNetzA, dieses bedeutende Thema beschleunigt anzugehen, und ab dem Jahr 2025 Anpassungen der Erlösobergrenze zu ermöglichen. Es ist von großer Bedeutung, dass Gasnetzbetreibern angesichts der aktuellen Unsicherheiten ein hohes Maß an Flexibilität und Eigenverantwortung hinsichtlich der Abschreibungsmodalitäten eingeräumt wird. Denn nur so wird es möglich sein, die vollständige Refinanzierung der Netze unter Berücksichtigung der regional höchst unterschiedlichen Entwicklungspfade der Gasnetze zu ermöglichen.

<b>1.</b>	<b>Ausgangslage .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>Nutzungsdauerende vor 2045 kein Sonderfall .....</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>Berücksichtigung von kalkulatorischen Verlusten aus Anlagenabgängen .....</b>	<b>4</b>
<b>4.</b>	<b>Auswirkung von KANU 2.0 auf den Effizienzwert Gas .....</b>	<b>5</b>
<b>5.</b>	<b>Sicherstellung einer Anschlussregelung für die 5. Regulierungsperiode in einem angemessenen Umfang (Planungssicherheit VNB) .....</b>	<b>6</b>
<b>6.</b>	<b>Ausnahme von Anlagengruppe Verwaltungsgebäude .....</b>	<b>7</b>
<b>7.</b>	<b>Restriktion durch Anlage 2a zu § 6 ARegV .....</b>	<b>8</b>
<b>8.</b>	<b>Prozessuale Abwicklung einfach halten .....</b>	<b>9</b>

## 1. Ausgangslage

E.ON befürwortet die Möglichkeit einer kurzfristigen Umsetzung der Anpassungen zu den Abschreibungsmodalitäten während der aktuellen Regulierungsperiode, um dadurch die langfristige Bezahlbarkeit der Netzentgelte zu stützen.

Mit dem am 6. März 2024 eröffneten Festlegungsverfahren GBK-24-02-2#1 stellte die BNetzA ein Eckpunktepapier zur Konsultation. Gemäß den Eckpunkten sollen kürzere Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen und eine Flexibilisierung hinsichtlich der Abschreibungsmethodik zum Jahr 2025 ermöglicht werden. E.ON hat in seiner Stellungnahme vom 28. März 2024 den Ansatz der BNetzA unterstützt und Anpassungsvorschläge eingebracht.

Am 17. Juli 2024 hat die BNetzA den ersten Festlegungsentwurf und den Entwurf eines Erhebungsbogens zum Transformationselement zur Konsultation gestellt.

Folgende Punkte sollten aus E.ON-Sicht in der Festlegung Berücksichtigung finden:

- Ein Nutzungsdauerende vor 2045 wird keine Ausnahme bleiben. Die **vollständige Refinanzierung** bereits vor dem Jahre 2045 sollte daher flexibel zugelassen werden
- Es besteht die Notwendigkeit einer **hohen Flexibilität** aufgrund von Unsicherheiten in den Dekarbonisierungspfaden
- Die grundsätzliche **Modellwahl sollte nicht nur im Jahr** der vorgesehenen Umsetzung per Festlegung (voraussichtlich 2025) ermöglicht werden, **sondern auch unterperiodisch bzw. in späteren Regulierungsperioden**
- Auch eine **nochmalige Änderung initial getroffener Abschreibungsmodalitäten sollte zugelassen werden**, wenn diese basierend auf neuen Informationen (bspw. der Kommunalen Wärmeplanung) oder anderer ökonomischer Erkenntnisse sinnvoller erscheinen. Schließlich wirken neue Informationen hinsichtlich der weiteren Nutzung der Anlagen auch auf der handelsrechtlichen Seite
- Sollten bedingt durch die kommunalen Wärmeplanungen der Kommunen **außerplanmäßige Stilllegungen von Anlagen** notwendig werden, **so sollten die kalkulatorischen Verluste dieser Anlagen aus nicht abgeschriebenen Restbuchwerten mit berücksichtigt werden**
- Die **Grundsätze des vorgesehenen Übergangmodells** (bis zum Jahr 2027) sollten ab dem Jahr 2028 **beibehalten werden**, um dem **Prinzip der Stetigkeit und Planbarkeit** Rechnung zu tragen. Durch die Kontinuität in den Regelungen wird Netzbetreibern und deren Kapitalgebern ermöglicht, langfristige Planungen und Investitionen auf verlässlicher Basis vorzunehmen
- Es ist zwingend anzuerkennen, dass die **Netzbetreiber aufgrund von „KANU 2.0“** im Hinblick auf ihre Kapitalkosten **nicht mehr vergleichbar** sind. Der **Effizienzvergleich** Gas wäre unter diesen Voraussetzungen **nicht sinnvoll anwendbar** und daher ab der 5. Regulierungsperiode **abzuschaffen**

## **2. Nutzungsdauerende vor 2045 kein Sonderfall**

Gemäß Tenorziffer 2 des vorliegenden Festlegungsentwurfs ermöglicht die BNetzA den Netzbetreibern ihr Sachanlagevermögen Gas über den Zeitraum 2035 minus t Jahre abzuschreiben, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. Die angelegte Flexibilität in Bezug auf den Abschreibungszeitraum und den Abschreibungsverlauf würdigt die besondere Rolle der Netzbetreiber. Schließlich haben sie den direkten Kontakt zum Kunden und können anhand von historischen Absatzdaten die validesten Vorhersagen über den künftigen Nutzungsverlauf der Erdgasinfrastruktur treffen. An diesem Nutzungsverlauf – nebst einem Risikoabschlag – sollte der Werteverzehr der Infrastruktur ausgerichtet werden. Vor dem Hintergrund eines starken Absatzrückgangs beim Energieträger Erdgas Mitte bis Ende der 2030er Jahre, ist es sachgerecht, eine vollständige Refinanzierung bis zum Jahr 2035 zuzulassen. Jedoch wird die vorgenannte Flexibilität durch Randziffer 207 eingeschränkt, indem die Anwendung von verkürzten Nutzungsdauern vor 2045 fachlich nach den zum jeweiligen Zeitpunkt bestehenden Erkenntnismöglichkeiten begründet sein soll. Bereits im Eckpunktepapier zu KANU 2.0 beschreibt die BNetzA, dass Fehlanreize einer solchen Regelung durch den Zielkonflikt zwischen schneller Refinanzierung und dem Erhalt der Verzinsungsbasis bereits immanent vermieden werden. Schließlich sei die Bewertung dieses Spannungsverhältnisses die Voraussetzung für einen sachgerechten Abwägungsprozess des Netzbetreibers in jedem Einzelfall.

Aus Sicht der E.ON sollte das Hauptziel einer zukünftigen Regulierung darauf liegen, mengeninduzierte exponentielle Entgeltssprünge in der letzten Phase der Gasnetztransformation zu vermeiden. Kurzfristige (erhöhte) Kostensteigerungen – resultierend aus einer Refinanzierung des Sachanlagevermögens Gas – vorgezogen z.B. auf das Jahr 2035 können auf eine breite Kundenbasis umgelegt werden und treten daher aus unserer Sicht in der Bedeutung hinter der Erreichung des vorgenannten Hauptziels, der Vermeidung von mengeninduzierten exponentiellen Entgeltssprüngen, zurück.

Folglich erachtet E.ON die mit Randziffer 207 einhergehenden Restriktionen für nicht durchschlagend, um die langfristige Entgeltstabilität und die vollständige Refinanzierung des Sachanlagevermögens Gas zu gewährleisten. Darüber hinaus sind für bundesländerübergreifende Flächennetzbetreiber lokal begrenzte Beschlüsse (wie die der kommunalen Wärmeplanung) nur bedingt geeignet – eine effiziente und strukturierte operative Umsetzung des Gasausstiegs wird auf Basis eines möglichen „zeitlichen Flickenteppichs“ von lokalen Beschlüssen für den Netzbetreiber schwer möglich. Randziffer 207 sollte nach unserem Dafürhalten ersatzlos entfallen.

## **3. Berücksichtigung von kalkulatorischen Verlusten aus Anlagenabgängen**

Sollten bedingt durch die kommunalen Wärmeplanungen außerplanmäßige Stilllegungen von Anlagen notwendig werden, so sind die kalkulatorischen Verluste dieser Anlagen aus nicht abgeschriebenen Restbuchwerten mit zu berücksichtigen.

#### 4. Auswirkung von KANU 2.0 auf den Effizienzwert Gas

Es ist unstrittig, dass die durch KANU 2.0 verkürzten Abschreibungsdauern und damit erhöhten kalkulatorischen Abschreibungen die TOTEX-Aufwandsparameter der Netzbetreiber in unterschiedlicher Höhe beeinflussen werden, was zu nachteiligen Effekten im Effizienzvergleich für nach KANU 2.0 abschreibende Netzbetreiber führen kann. Über die KANU 2.0-Regelungen hinaus müssen die Netzbetreiber bei der Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten individuell eine Vielzahl an exogenen Einflussfaktoren neben dem politisch gewollten Ausstiegszieldatum 2045 auf Bundesebene berücksichtigen:

- die vorgezogenen Ausstiegzeitpunkte von Ländern (2040) und Städten (u.a. 2030)
- die regionalen Umsetzungen der kommunalen Wärmeplanung
- Umwidmungen auf Wasserstoff
- die Auswirkungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)
- sich ergebende Auswirkungen aus dem BMWK-Greenpaper „Transformation Gasverteilnetze“

Die BNetzA ist der Ansicht, dass die Netzbetreiber *„diese Gesichtspunkte bei der Wahl sachgerechter kalkulatorischer Nutzungsdauern zu berücksichtigen haben“* und suggeriert damit, dass der Effizienzvergleich weiterhin durchgeführt werden kann. Hierbei wird u.E. die mit den oben genannten Einflussfaktoren einhergehende Komplexität der Thematik und auch die damit verbundenen Prognoseunsicherheiten sowie Zielkonflikte zwischen vollständiger Refinanzierung und dem Effizienzwert nicht hinreichend in die regulatorische Bewertung eingestellt. Das Risiko von möglichen nachteiligen Effekten im Effizienzvergleich überträgt die BNetzA dabei vollständig in die Sphäre der Netzbetreiber.

Etwaige damit verbundene negative Auswirkungen auf den individuellen Effizienzwert würden den notwendigen und mit KANU 2.0 beschleunigten Kapitalrückfluss – in Abhängigkeit des Effizienzwerts – massiv schmälern. Damit wird die Zielstellung der Festlegung KANU 2.0, eine weitestgehende Amortisierung der getätigten Investitionen zu ermöglichen, erheblich konterkariert.

Folglich bitten wir dringend anzuerkennen, dass die Netzbetreiber aufgrund von KANU 2.0 im Hinblick auf ihre Kapitalkosten nicht mehr vergleichbar sind. Der Effizienzvergleich im Gas, wie er aktuell ausgestaltet ist, wäre unter diesen Voraussetzungen nicht sinnvoll anwendbar.

Netzbetreiber brauchen daher jetzt Klarheit darüber, ob ihnen Nachteile im Effizienzvergleich zur 5. Regulierungsperiode drohen, wenn sie von KANU 2.0 frühzeitig Gebrauch machen. Daher muss das Risiko von nachteiligen Effekte im Effizienzvergleich vor Ablauf der Anzeigefrist bei der Befassung mit dem Effizienzvergleich der 5. Regulierungsperiode im Rahmen des NEST-Prozesses oder durch eine gesonderte behördliche Zusage ausgeschlossen werden.

## **5. Sicherstellung einer Anschlussregelung für die 5. Regulierungsperiode in einem angemessenen Umfang (Planungssicherheit VNB)**

Die EnWG-Novelle vom 22.12.2023 räumt der BNetzA eine umfassende Abweichungs- und Ergänzungskompetenz durch Festlegungen zu den relevanten Verordnungen (ARegV, GasNEV) ein. Die geplante Festlegung KANU 2.0 zu den Abschreibungsmodalitäten soll ab dem Jahr 2025 jedoch nur für die vierte Regulierungsperiode gelten. KANU 2.0 hat eine Sonderrolle. Das Thema wird einerseits aufgrund Dringlichkeit vorgezogen. Andererseits steht bereits heute außer Frage, dass seine Wirkung nicht auf die 4. Regulierungsperiode begrenzt sein kann. Aufgrund dieser doppelten Besonderheit erschließt sich für uns nicht, warum die Festlegung KANU 2.0 nur befristet bis zum Ende der aktuellen Regulierungsperiode gelten soll. Vielmehr benötigen Netzbetreiber schon heute Rechtsicherheit, dass der KANU 2.0-Mechanismus auch für die Zeit nach der 4. Regulierungsperiode uneingeschränkt gilt.

Dies ist schon deshalb nötig, damit es zu keiner späteren Entwertung des Sachanlagevermögens kommt und die getätigten Investitionen vollständig refinanziert werden. Die Grundsätze des vorgesehenen Übergangsmodells (bis zum Jahr 2027) sollten somit ab dem Jahr 2028 beibehalten werden, um dem Prinzip der Stetigkeit und Planbarkeit Rechnung zu tragen; diese werden auch für die Wirtschaftsprüfer dringend benötigt. Durch die Kontinuität in den Regelungen wird Netzbetreibern und deren Kapitalgebern ermöglicht, langfristige Planungen und Investitionen auf verlässlicher Basis vorzunehmen.

## **6. Ausnahme von Anlagengruppe Verwaltungsgebäude**

Tenziffer 4 im Festlegungsentwurf definiert Anlagengruppen, die von der Festlegung KANU 2.0 ausgeschlossen sind. Dabei handelt es sich konkret um die Anlagengruppen Verwaltungsgebäude, Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen, Werkzeuge/Geräte, Lagereinrichtungen, Hardware, Software, Leichtfahrzeuge und Schwerfahrzeuge sowie um LNG-Anbindungsanlagen.

Wir halten grundsätzlich an unserer Sichtweise, wie sie bereits im Rahmen der Stellungnahme zum Eckpunktepapier dargestellt wurde, fest. Es sollten keine Anlagen oder Anlagengruppen von der Regelung ausgenommen werden. Vor allem Verwaltungsgebäude sollten zur Sicherstellung der Refinanzierung aufgrund ihrer langen Nutzungsdauern und in der Regel hohen Anschaffungskosten Teil der Festlegung werden, da nicht von einer Anschlussnutzung sämtlicher Standorte insbesondere in strukturschwachen Regionen ausgegangen werden kann.

Sollten diese Anlagengruppen, insbesondere Verwaltungsgebäude, dennoch von den Regelungen ausgeschlossen sein, geht E.ON davon aus, dass bei einer effizienten Nachnutzung der noch nicht abgeschrieben Wirtschaftsgüter die anteiligen verbleibenden Kapitalkosten der Tätigkeit Gasverteilung auch in einer anderen regulierten Tätigkeit des Netzbetreibers, z.B. der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung, berücksichtigt werden können. Sollte keine effiziente Nachnutzung der Wirtschaftsgüter möglich sein, ist eine Anerkennung der regulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen zwingend erforderlich, auch wenn diese nicht im Basisjahr anfallen.

## 7. Restriktion durch Anlage 2a zu § 6 ARegV

Im Festlegungsentwurf wird in der Randziffer 243 beschrieben, dass sich durch die Berücksichtigung der neuen Abschreibungsmodalitäten höhere Abschreibungen, damit ein geringerer Kapitalkostenabzug und damit eine höhere Erlösobergrenze ergeben können, wodurch sich ein positives Transformationselement (TFE) als Aufschlag auf die Erlösobergrenze ergibt. Gemäß Randziffer 5 Satz 5 erfolgt die Differenzbildung zur Ermittlung des TFE auf Grundlage des § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. Anlage 2a zu § 6 ARegV. Der Absatz 1 der einbezogenen Anlage 2a besagt aber, dass der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner null annehmen darf.

Wir gehen davon aus, dass der Verweis nicht für die Ermittlung des KK-Abzugs nach KANU 2.0 im Rahmen der Differenzbildung zur Ermittlung des TFE gilt. Dieser Fall tritt ein, wenn der Effekt aus der Anpassung der Nutzungsdauer und Abschreibungsmethode gem. KANU 2.0 den Kapitalkostenabzug gem. Festlegung Ausgangsniveau überschreitet.

Negative Kapitalkostenabzüge nach KANU 2.0 müssen aus unserer Sicht in der Differenzbetrachtung rechnerisch möglich sein, damit KANU 2.0 seine Wirkung entfalten kann.

Nachfolgende Abbildung zeigt exemplarisch die Darstellung der Ermittlung des TFE. Die oben beschriebene Konstellation ergibt sich im Beispiel im EOG-Jahr 2027. Hier überschreitet der Effekt aus der Anpassung der Nutzungsdauer und Abschreibungsmethode gem. KANU 2.0 den Kapitalkostenabzug gem. Festlegung Ausgangsniveau. Der rechnerische negative Kapitalkostenabzug i.H.v. -50 müsste u.E. daher vollständig in die Ermittlung des TFE einfließen, was nur bei Zulässigkeit von negativen Kapitalabzügen in der Differenzbetrachtung abbildbar wäre.

<b>Rechnerische Ermittlung Transformationselement (TFE)</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
EOG gem. Festlegung Ausgangsniveau (1.000)	900	890	880
davon KK-Abzug	100	110	120
EOG nach KANUII	950	1.000	1.050
davon KK-Abzug nach KANUII	50	0	-50
<b>Transformationselement</b> (Differenz KK-Abzug Ausgangsniveau/ KK-Abzug nach KANUII)	<b>50</b>	<b>110</b>	<b>170</b>

## **8. Prozessuale Abwicklung einfach halten**

Derzeit wird davon ausgegangen, dass nach der finalen Festlegung KANU 2.0 nur ein kurzer Zeitraum verbleibt für die aufwändige Befüllung des neuen Erhebungsbogens Anlage A. Das betroffene Anlagevermögen müsste mitsamt AHK und RW je Anschaffungsjahr abgegrenzt, SAV-IDs (und ggf. Netz-IDs) zugeordnet und mit Informationen zu Nutzungsdauern, Abschreibungsmethodik und Abschreibungssätzen versehen werden. Mit Blick auf den engen Zeitrahmen zur Umsetzung zum 01. Januar 2025 schlagen wir vor, optional auch eine vereinfachte Anzeige zum Transformationselement zu ermöglichen. Hier würde sich die Anzeige auf das zunächst eigenständig ermittelte Transformationselement [€] beziehen. Flankierend könnte die Vorgehensweise der Ermittlung formlos erläutert werden. Eines gesonderten Erhebungsbogens würde es nicht bedürfen. Die Ist-Abrechnung erfolgt später inkl. Festlegung der Einzel-Elemente über das Regulierungskonto.

Die Stellungnahme wird für folgende Netzbetreiber abgegeben:

- Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Avacon Hochdrucknetz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg
- E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree
- ElbEnergie GmbH, An der Reitbahn 17, 21218 Seevethal/Hittfeld
- ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen
- energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken
- HanseGas GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen
- Schleswig-Holstein Netz AG, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- Regionetz GmbH, Lombardenstr. 12-22, 52070 Aachen
- Rhein-Sieg Netz GmbH, Bachstraße 3, 53721 Siegburg
- Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt
- VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken
- Westerwald-Netz GmbH, Geishardtstraße 44, 57518 Alsdorf
- Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund

Für Rückfragen und Diskussion unserer Positionen stehen wir Ihnen jederzeit für ein vertiefendes Gespräch zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE

Stefan Richter



Thomas Twickler

