

GROSSE BESCHLUSSKAMMER
ENERGIE

Eckpunkte- papier

Eckpunkte zu den Abschreibungs-
modalitäten für die Gasnetztrans-
formation



Bundesnetzagentur

Große Beschlusskammer
GBK-24-02-2#1
Eckpunkte zu den
Abschreibungsmodalitäten für die
Gasnetztransformation

Öffentliche Konsultation

Stand: März 2024

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

Koordinierungsstelle der Großen Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: gbk@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Ausgangslage.....	4
2 Modelle für künftige kalkulatorische Abschreibungen.....	5
2.1 „Wahlmodell“ zwischen degressiver und linearer Abschreibung	5
2.2 „Korridormodell“	6
2.3 Vermeidung von Fehlanreizen.....	7
2.4 Vorschlag weiterer Modelle.....	7
3 Konkrete kurzfristige Umsetzung.....	7
3.1 Rechtsgrundlage für die Anpassung der Abschreibungsmethoden	7
3.2 Anpassung der Erlösobergrenzen ab z.B. 2025 im Hinblick auf Neuinvestitionen und Bestandsanlagen.....	8
3.3 Rechtsgrundlage zur Anpassung der Erlösobergrenzen für Bestandsanlagen	8
3.4 Ausgestaltung des Transformationselements.....	9
3.5 Zeitplan	10

1 Ausgangslage

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 vereinzelt 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 Gasnetzinfrastruktur.

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.

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.

Die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zu kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen (Festlegung KANU) bereits im Jahr 2022 einen ersten Schritt in Richtung einer netzentgeltseitigen Abbildung des Erdgasausstiegs gemacht. Nach der Festlegung KANU können Netzbetreiber die Nutzungsdauern für Neuinvestitionen so wählen, dass diese Anlagen bis 2045 vollständig abgeschrieben sind. Hintergrund ist, dass ohne die Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume neu errichtete Anlagen kalkulatorisch nicht mehr vollständig in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen 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.

Die Bundesnetzagentur schlägt daher in einem zweiten Schritt weitergehende Änderungen des Regulierungsrahmens vor, 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, die Gegenstand einer Festlegung „KANU 2.0“ werden soll.

Die Transformation der Gasnetze befindet sich noch im Anfangsstadium und ist derzeit mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet. Ziel einer Festlegung KANU 2.0 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.

Die im Folgenden 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 Modelle für künftige kalkulatorische Abschreibungen

Im Zentrum der Überlegungen für eine Festlegung KANU 2.0 stehen einerseits die anzusetzenden Nutzungsdauern, andererseits die anzuwendenden Abschreibungsmethoden.

Als geeignete Methoden künftiger kalkulatorischer Abschreibungen kommen die lineare oder die degressive Abschreibungsmethode in Frage.

Die Bundesnetzagentur stellt auf Grundlage dieser Methoden zwei Modellansätze vor, die für die Umsetzung geeignet erscheinen. Einerseits ist dies ein „Wahlmodell“, bei dem Netzbetreiber sich zwischen einer Anwendung der degressiven und der linearen Abschreibungsmethode entscheiden können (s. 2.1). Andererseits ist dies ein „Korridormodell“ (s. 2.2). Die Modelle unterscheiden sich auch im Hinblick auf die Bandbreite der zugelassenen Nutzungsdauern. Im Rahmen einer Festlegung würde nur eines dieser Modelle übernommen werden.

Zudem müsste bestimmt werden, für welche Anlagengruppen (siehe Anlage 1 GasNEV) überhaupt eine Abweichungsmöglichkeit von den bisherigen Regelungen bestehen soll. Z.B. könnten Verwaltungsgebäude und andere Anlagen der Gruppe I (Allgemeine Anlagen) ausgenommen werden.

2.1 „Wahlmodell“ zwischen degressiver und linearer Abschreibung

Das „Wahlmodell“ sieht eine **anlagengutscharfe** Betrachtung sämtlicher Zugangsjahre vor. Hierbei ist für jedes Anlagengut eine von zwei möglichen Optionen hinsichtlich des Abschreibungsmodells auszuwählen. Die erste Option erlaubt eine degressive Abschreibung in Höhe von 15%. Die zweite Option besteht in der Beibehaltung der linearen Abschreibungsmethode, wobei flexiblere Nutzungsdauern zur Anwendung kommen können. Die Regelungen zu den Nutzungsdauern der Festlegung KANU würden hierbei für die lineare Abschreibungsmethode für alle Anlagen zugelassen werden. Dies bedeutet, dass Netzbetreiber also auch für Bestandsanlagen die Nutzungsdauer bei der linearen Abschreibung so wählen können, dass diese bis spätestens 2045 vollständig abgeschrieben werden (vgl. Tenorziffer 1 der KANU-Festlegung).

Bei Anwendung der degressiven Abschreibungsmöglichkeit bildet sich der Abschreibungswert aus der Multiplikation des Restwerts zum 31.12. des Vorjahres und dem Abschreibungssatz von 15%. Bei Anwendung der linearen Abschreibungsmöglichkeit ergibt sich der Abschreibungswert aus der Division des verbleibenden Restwerts zum 31.12. des Vorjahres und der verbleibenden Restnutzungsdauer.

Die Option der degressiven Abschreibung besteht nur solange, wie der degressive Abschreibungswert größer ist als der linear ermittelte Abschreibungswert (lineare Verteilung des Restwertes zum 31.12. des jeweiligen Vorjahres bis zum Ende der vorgesehenen Nutzungsdauer bzw. bis spätestens des Jahres 2045).

Die Varianten aus dem Wahlmodell gelten als Abschätzung eines typischen Verlaufs der Nutzung eines Gasnetzes. Eine Parameterauswahl entsprechend dieser Modelle ist daher nicht weiter zu begründen, sondern würde als „Baseline Entwicklung“ seitens der Bundesnetzagentur ohne weitere Überprüfungen bis auf Weiteres akzeptiert werden. Bei der Auswahl des Abschreibungsmodells gilt das Prinzip der Stetigkeit. Nur in begründeten Ausnahmefällen, sofern sich auf Grundlage konkreter Prognosen (bspw. der Kommunalen Wärmeplanung oder geänderter Prognosen alternativer Verwendungsmöglichkeiten, z.B. zur Wasserstoffverteilung) Erkenntnisse hinsichtlich der Entwicklung der Netznutzung ergeben, kann die initial getroffene Entscheidung angepasst werden.

Die Bundesnetzagentur würde sich ausdrücklich vorbehalten, die Festlegungen dahingehend anzupassen, dass die Entscheidung hinsichtlich des gewählten Abschreibungsmodells in einer späteren Phase der Gasnetztransformation detailliert zu begründen ist.

Frage 1: Wird die in dem angedachten System angelegte Flexibilität als ausreichend betrachtet?

Frage 2: Ist der gewählte Prozentsatz der degressiven Abschreibung in Höhe von 15% aus Ihrer Sicht sachgerecht? Schlagen Sie ggf. einen alternativen Prozentsatz vor und begründen dessen Höhe.

Frage 3: Mit welchem Datenumfang ist zu rechnen, wenn eine anlagengutscharfe Betrachtung auf Grundlage des handelsrechtlichen Anlagenspiegels aus der Anlagenbuchhaltung abgefragt wird? Mit vielen Anlagengütern ist Ihrem Fall schätzungsweise zu rechnen?

Frage 4: Wie bewerten Sie die angedachte Detailtiefe angesichts der hierfür erforderlichen Datenerhebung durch die Regulierungsbehörde?

Frage 5: Welche Anlagen oder Anlagengruppen der Anlage 1 zur GasNEV sollten von der Regelung ausgenommen werden?

Frage 6: Wie bewerten Sie eine Ausnahme für Fernleitungsnetzbetreiber und ggf. Gasverteilernetzbetreiber im Hinblick auf Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können oder sollen?

Frage 7: Welche Erkenntnisse, Datenquellen oder Analysen könnten genutzt werden, um die Wahl eines Abschreibungsmodells fachlich zu begründen?

2.2 „Korridormodell“

Als Alternative zum „Wahlmodell“ könnte das „Korridormodell“ herangezogen werden. In diesem Modell wird sowohl ein minimaler als auch ein maximaler Abschreibungsbetrag je Anlagengruppe und Zugangsjahr initial vorgegeben. Der initiale minimale Wert ermittelt sich als linearer Abschreibungsbetrag auf Basis der Nutzungsdauern der GasNEV und entspricht dem bisherigen Abschreibungswert. Der maximale Wert errechnet sich initial aus der Multiplikation der kalkulatorischen Restwerte zum z.B. 31.12.2024 und einem Abschreibungssatz von 10 % (lineare Abschreibung mit einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren). Liegt der so ermittelte maximale Wert unterhalb der so ermittelten minimalen Abschreibung, ist weiterhin linear auf Basis der Nutzungsdauern der GasNEV abzuschreiben. Innerhalb des Korridors gilt das Prinzip der Stetigkeit. Nur in begründeten Ausnahmefällen, sofern sich auf Grundlage konkreter Prognosen (bspw. der Kommunalen Wärmeplanung oder geänderter Prognosen alternativer Verwendungsmöglichkeiten z.B. zur

Wasserstoffverteilung) Erkenntnisse hinsichtlich der Entwicklung der Netznutzung ergeben, kann die initial getroffene Entscheidung angepasst werden.

Ein möglicher Vorteil dieses Modells liegt in der größeren Flexibilität bei gleichzeitig einfacherer prüferischer Handhabung. Diese Vorteile werden allerdings mit einer geringeren Detailtiefe und Transparenz erkauft.

Frage 8: Ist der gewählte Abschreibungssatz für die obere Grenze der Abschreibungsspanne in Höhe von 10% aus ihrer Sicht sachgerecht? Schlagen Sie ggf. einen alternativen Prozentsatz vor und begründen Sie diesen.

Frage 9: Ergeben sich aus Ihrer Sicht aus diesem Modell durch die Übernahme des initialen Abschreibungskorridors Probleme bei Netzübergängen, weil die anteiligen zu übertragenden Restwerte festgelegt werden müssten?

2.3 Vermeidung von Fehlanreizen

Beiden vorgestellten Modellen ist gemein, dass sie 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.

Die skizzierten Regelungen erlauben es Netzbetreibern grundsätzlich, sämtliche Restwerte bis zum Jahr 2045 oder früher abzuschreiben. Theoretisch ist 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. Vor dem zuvor geschilderten Hintergrund entfällt allerdings die Notwendigkeit einer pauschalen Anerkennung von Sonderabschreibungen zum Ende der Nutzungsdauer. Stattdessen wäre deren Notwendigkeit im Einzelfall kritisch zu prüfen.

2.4 Vorschlag weiterer Modelle

Im Rahmen der Konsultation dieses Eckpunktepapiers steht es den Beteiligten selbstverständlich frei, weitere Modelle vorzuschlagen. Die Modelle sollten die in der Ausgangslage skizzierten Problemstellungen adressieren und die unter Punkt 2.3 erörterten Fehlanreize vermeiden.

3 Konkrete kurzfristige Umsetzung

3.1 Rechtsgrundlage für die Anpassung der Abschreibungsmethoden

Die erforderlichen Anpassungen des regulatorischen Rechtsrahmens können auf die Neufassung des EnWG zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden gestützt werden. Im Hinblick auf die Regelungen der GasNEV sowie der ARegV ist zwar vorgesehen, dass diese aus Gründen der Rechtsstabilität bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode (Gas: 31.12.2027) bestehen bleiben. Ein vollständig neuer Rechtsrahmen auf Basis von Festlegungen soll demnach grundsätzlich erst ab dem Beginn der fünften Regulierungsperiode gelten. Für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode wurde mit der EnWG-Novelle vom 22.12.2023 der

Bundesnetzagentur aber eine umfassende Abweichungs- und Ergänzungskompetenz per Festlegungen zu den genannten Verordnungen eingeräumt. Für derartige bundesweit einheitliche Festlegungen (§ 54 Abs. 3 S. 3 EnWG) ist die Große Beschlusskammer nach § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG zuständig.

Die materiellen Vorgaben im EnWG für entsprechende Festlegungen wurden relativ offen gefasst. So sind nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG Regelungen der Regulierungsbehörde möglich zu Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen.

Die weiteren konkreten Regelungen (§ 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG) umfassen Möglichkeiten einer Festlegung „zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen [...], insbesondere zur Bestimmung betriebsnotwendiger Netzkosten ausgehend von den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b Absatz 3, beispielsweise [...] zu kalkulatorischen Abschreibungen“.

3.2 Anpassung der Erlösobergrenzen ab z.B. 2025 im Hinblick auf Neuinvestitionen und Bestandsanlagen

Eine Festlegung zu den Abschreibungsmodalitäten vor dem Hintergrund der Gasnetztransformation würde zunächst die grundsätzlichen Rahmenbedingungen setzen. Die Möglichkeit von kürzeren Nutzungsdauern und degressiven Abschreibungen (je nach Ausgestaltung des Modells, s.o.) würde damit auch ohne eine Anpassung der Vorgaben der ARegV für alle Neuinvestitionen mittels des bestehenden Verfahrens zum Kapitalkostenaufschlag gelten. Bei einer unmittelbaren Wirkung der Neuregelung könnte damit z.B. bei den kommenden Anträgen auf Kapitalkostenaufschläge ab der Erlösobergrenze 2025 die Regelung für Neuinvestitionen Wirkung entfalten.

Für eine Wirkung auch für Bestandsanlagen müssten die Vorgaben zur Anreizregulierung geändert werden und ein weiteres Verfahren zur Abänderung der Erlösobergrenzen etabliert werden. Mit Bestandsanlagen sind hier alle Anlagen der Zugangsjahre bis zum Basisjahr 2020 (Teil der Erlösobergrenzenfestlegungen für 2023 bis 2027 incl. Kapitalkostenabschlägen) gemeint.

Mit dieser Änderung könnten die Erlösobergrenzen bereits während der laufenden vierten Regulierungsperiode, z.B. ab dem Jahr 2025, auch im Hinblick auf Bestandsanlagen angepasst werden, wobei die Regelungen stets als Option für Netzbetreiber ausgestaltet sein sollen.

Eine Nachholung der (angepassten) Kapitalkosten der Vorjahre ist nicht vorgesehen (keine Regelung mit Rückwirkung auf die Erlösobergrenzen bereits abgeschlossener Jahre oder des Jahres 2024).

Frage 10: Wie bewerten Sie eine Wirkung der Regelung bereits zum Jahr 2025?

Die folgenden Ausführungen gehen zur einfacheren Lesbarkeit von einer solchen Wirkung ab dem Jahr 2025 aus.

3.3 Rechtsgrundlage zur Anpassung der Erlösobergrenzen für Bestandsanlagen

Ein Transformationselement für Bestandsanlagen könnte, mangels spezieller Ermächtigungsgrundlage im Beispielskatalog nach § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG, auf die allgemeine Festlegungskompetenz in § 21a Abs. 1 und 2 EnWG gestützt werden. Hiernach kann die Regulierungsbehörde im Einklang mit dem Zweck des Gesetzes nach § 1 Abs. 1 Festlegungen zur Entwicklung und Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells unter

Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen, treffen.

3.4 Ausgestaltung des Transformationselements

Die neuen Abschreibungsregelungen könnten auf Antrag eines Netzbetreibers bei den Verfahren zu Kapitalkostenaufschlägen mit Wirkung auf die Erlösobergrenzen ab z.B. 2025 gelten. Dies würde die Kapitalkosten ab dem Jahr 2025 der Anlagengüter ab dem Zugangsjahr 2021 betreffen (siehe oben).

Die Anlagen mit den Zugangsjahren bis zum Basisjahr 2020 sind hingegen für die Jahre 2023 bis 2027 Teil der Erlösobergrenzenfestlegungen mit entsprechenden grundsätzlich fixierten Kapitalkosten und auch Kapitalkostenabschlägen. In einem neuen Verfahren könnten jedoch auch diese Werte ab dem Jahr 2025 mittels eines Transformationselements auf Antrag des Netzbetreibers angepasst werden. Rechnerisch ergäbe sich ein

- Zuschlag aufgrund höherer Abschreibungen kombiniert mit einem
- Abschlag aufgrund geringerer Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer

unter Berücksichtigung der Regelungen zum Kapitalkostenabschlag.

Die Herleitung würde durch eine Neukalkulation der Kapitalkosten und der Kapitalkostenabschläge im Vergleich zu den in der festgelegten Erlösobergrenze enthaltenen Kapitalkosten und Kapitalkostenabschläge erfolgen.

Das Verfahren könnte als Antragsverfahren ausgestaltet werden, z.B. mit einer Antragsfrist zum 30.06. eines Kalenderjahres zur Abänderung der Erlösobergrenze des Folgejahres bzw. der Folgejahre. Die Bundesnetzagentur präferiert hierbei eine Wirkung für dann alle noch verbleibenden Jahre der Regulierungsperiode. In den Folgejahren wären aber Abänderungsanträge durch die Netzbetreiber möglich (zur Flexibilität der Regelung s.o.).

Die Bundesnetzagentur ist jedoch auch für ein Anzeigeverfahren offen. Die Anzeige könnte in der jährlichen Meldung nach § 28 S. 1 Nr. 1 ARegV integriert werden (erste Anzeige z.B. zum 01.01.2025 für 2025). Die Anpassungen würden sodann in den Verfahren zu den Regulierungskonten von den Regulierungsbehörden geprüft werden.

Frage 11: Wie bewerten Sie die aufgezeigten Möglichkeiten zur Anpassung der Kapitalkosten von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen?

Frage 12: Wie bewerten Sie die Ausgestaltung als Antragsverfahren oder als Anzeigeverfahren?

Frage 13: Soll bei einem Antragsverfahren eine Abänderung der Kapitalkosten der Bestandsanlagen für alle verbleibenden Jahre der Regulierungsperiode erfolgen oder sollen jährlich Anträge für das Folgejahr gestellt werden müssen?

3.5 Zeitplan

Damit das Übergangsmodell z.B. ab 2025 Wirksamkeit entfalten kann, soll im Frühjahr 2024 eine entsprechende Festlegung konsultiert und spätestens im dritten Quartal 2024 erlassen werden. Eine Ausgestaltung als Anzeigeverfahren (s.o.) würde einen gewissen Spielraum im Jahr 2024 verschaffen (eine rechtzeitige Antragstellung eines Transformationselements zum 30.06.2024 wäre bei diesem Zeitplan hingegen nicht möglich; in Betracht käme ggf. eine einmalige spätere Antragsfrist). Die Anträge auf Kapitalkostenaufschläge hingegen zum 30.06.2024 könnten nachträglich im Hinblick auf die Festlegung angepasst werden.

Ein solches Modell würde für eine Übergangszeit bis 2027 gelten. Für den Zeitraum ab 2028 (5. Regulierungsperiode Gas) wird die Bundesnetzagentur infolge der Rechtsprechung des EuGH insgesamt den Rechtsrahmen, der bisher in der GasNEV und ARegV geregelt ist, durch Festlegungen ausgestalten. Bei dieser Ausgestaltung können die Erkenntnisse aus der Umsetzung der Festlegung KANU 2.0 sowie die fortschreitenden Planungen zur Wärmewende berücksichtigt werden.



bundesnetzagentur.de

 x.com/BNetzA

 social.bund.de/@bnetza

 youtube.com/BNetzA