

STELLUNGNAHME

Reaktion zu den Eckpunkten der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber

Stellungnahme zu den Eckpunkten und 15 Thesen der
Bundesnetzagentur (BNetzA)

Inhalt

1	Anreizregulierung	3
1.1	Grundkonzeption	3
1.2	Dauer der Regulierungsperiode	8
1.3	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten	10
1.4	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	10
1.5	Effizienzinstrumente	11
1.6	Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“	12
2	Bestimmung der Netzkosten	15
2.1	Erhaltungskonzeption (<i>keine Stellungnahme</i>)	15
2.2	Nutzungsdauern	15
2.3	Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)	17
2.4	Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens (<i>keine Stellungnahme</i>)	18
2.5	Kalkulatorischer EK-Zinssatz (<i>keine Stellungnahme</i>)	18
2.6	Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)	18
2.7	Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau	19

1 Anreizregulierung

Einleitung

Strom- und Gasnetze sind natürliche Monopole. Sie sind seit der Liberalisierung der Energiemärkte der Regulierung durch die Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden unterworfen, um zu verhindern, dass die Monopolposition sich in Form unverhältnismäßig hoher Entgelte zum Nachteil der jeweiligen Verbraucher:innen auswirkt. Im Jahr 2009 wurde die bloße Kostenkontrolle durch ein Anreizregulierungssystem abgelöst, mittels dessen die Regulierungsbehörden auf Basis umfassender Kostenvergleiche und Effizienzanforderungen Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber festlegen.

Im vergangenen Jahr hat die Bundesnetzagentur in Folge europarechtlicher Anforderungen vom Gesetzgeber die Festlegungskompetenz für die Anreizregulierung zugewiesen bekommen. Nach einer Übergangsfrist bis Ende 2028 wird eine Festlegung der Bundesnetzagentur die bisherige Anreizregulierungsverordnung ablösen und neue Regelungen etablieren. Dies eröffnet die Chance, über 20 Jahre nach der Definition des aktuellen Regulierungsregimes eine grundlegende Reform vorzunehmen, die die Erfahrungen der Vergangenheit reflektiert sowie die Anforderungen an die Strom- und Gasnetze im Zuge der Transformation des Energiesystems in den Blick nimmt. Mit dem Eckpunktepapier vom 18. Januar 2024 und den darin enthaltenen 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber hat die Regulierungsbehörde diesen Reformprozess eingeleitet. Agora Energiewende hat gemeinsam mit dem Regulatory Assistance Project (RAP) eine Stellungnahme zum Eckpunktepapier abgegeben.

1.1 Grundkonzeption

These 1: Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode hat sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie soll auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die 5. Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber-ebene angewendet werden.

Die Grundkonzeption der Anreizregulierung hat sich in der Vergangenheit bewährt. Für die Zukunft halten wir jedoch die Anpassung der jetzigen Systematik an den sich grundlegend veränderten Anspruch an die Netze erforderlich.

Bei den **Erdgas-Verteilnetzen** steht ein Paradigmenwechsel bevor: Klimaneutralität 2045 bedeutet auch den Ausstieg aus der Nutzung fossilen Gases in den kommenden rund 20 Jahren. Dies wirkt sich erheblich auf den Bedarf an Erdgasverteilstrecken aus. Selbst unter Berücksichtigung einer teilweisen Umrüstung auf Wasserstoff sinkt der Bedarf an der Gasverteilstreckeninfrastruktur bis 2045 um bis zu 94 Prozent.¹

¹ Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilstrecken, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilstrecken/A-EW_291_Gasverteilstrecken_WEB.pdf

Auch die **Ferngasleitungsnetzbetreiber** sind von sinkenden Erdgasabsätzen betroffen. Hier ist zwar die Leitungsumstellung auf Wasserstoff in einem größeren Umfang zu erwarten, jedoch nimmt die Nachfrage nach gelagerter Verteilnetze und der angeschlossenen Industrie deutlich ab. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur. Es sind neue Prozesse notwendig, die gewährleisten, dass das Gasfernleitungsnetz nicht überdimensioniert erhalten oder gar ausgebaut wird.²

Im Bereich der Erdgasnetze steht uns damit eine Zeit des Abbaus bevor, die überwiegend mit Deinvestitionen einhergeht. Notwendig ist vor allem ein effizientes Management dieses Prozesses, die Vermeidung von übermäßigen Belastungen der Verbraucher:innen und der Erhalt eines sicheren Netzbetriebs.

Bei der **Stromnetz-Infrastruktur** stehen wir hingegen vor einer Dekade erheblicher Investitionen in Erweiterung und Modernisierung. Hier gilt es, Anreize für einen effizienten Netzausbau zu setzen und den notwendigen Netzausbau zu beschleunigen. In der Vergangenheit wurde der Netzausbau vorrangig vorgenommen, um Erneuerbare-Erzeugungs-Anlagen anzuschließen. Jetzt kommen zusätzlich neue elektrische Verbraucher, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge, Heimspeicher und (Groß-)Wärmepumpen hinzu, deren zusätzlicher Leistungsbedarf relativ variabel ist und damit einfacher auf beispielsweise dynamische Börsenstrompreise reagieren kann.³

Für einen kosteneffizienten Ausbau der Netze sind eine deutlich bessere Datengrundlage zur Auslastung der Netze und Instrumente zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur unabdingbar,⁴ damit sich abzeichnende Netzengpässe früher sichtbar werden und der Netzausbau besser geplant werden kann. Der Schlüssel ist ein höherer Digitalisierungsgrad auch auf den niedrigeren Spannungsebenen. Aus diesen Gründen gilt mehr als zuvor, dass Investitionen, die getätigt werden, um Netzausbau zu vermeiden oder kosteneffizienter zu gestalten, belohnt werden müssen. Eine fokussierte CAPEX-Verzinsung setzt hier möglicherweise nicht ausreichende Anreize.

Insbesondere für den **Stromsektor** sollte eine TOTEX-Regulierung erwogen werden. Wenn die aktuelle Differenzierung nach OPEX und CAPEX (inklusive Verzinsungen) entfällt, zahlt dies auf die operative Umsetzung einer verkürzten Regulierungsperiode ein. Im Sinne eines effizienten Netzbetriebes erhöht dies den Handlungsspielraum des Netzbetreibers: Ob lokale Netzengpässe durch Investitionen oder operative Maßnahmen kosteneffizient zu beheben sind, kann individuell vom jeweiligen Netzbetreiber entschieden werden.

Frage 1: Wird die These 1 geteilt oder welche alternativen Regulierungssysteme sollten vertieft geprüft werden?

Im Zuge der hier eröffneten Diskussion über die Verkürzung der Regulierungsperioden und eine Fortführung des vereinfachten Verfahrens wird der Aufwand auf Seiten der Regulierung wie auch der Regulierten steigen. Daher sollten im Kontext dieser und möglicher anderer Änderungen auch die langfristigen Auswirkungen (Kosten-Nutzen) eines

² Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/stellungnahme-zum-netzentwicklungsplan-gas-2022-2032-der-fernleitungsnetzbetreiber>

³ Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf

⁴ siehe beispielsweise Niederlande, <https://www.raponline.org/knowledge-center/gridlock-in-netherlands/>

Wechsels zu einer Yardstick-Regulierung berücksichtigt werden, wie in der Anhörung der Bundesnetzagentur am 2. Februar 2024 von Frontier Economics vorgeschlagen.

Im Bereich der **Stromverteilnetze** ist eine grundsätzliche Betrachtung der Effektivität des deutschen Regulierungsansatzes geboten. Dies ist wegen der geschilderten Auseinanderentwicklung der Sektoren aufgrund der transformatorischen Anforderungen erforderlich, bezieht sich aber auch auf die einzelnen Sektoren für sich genommen. Der Ansatz der Kosteneffizienz muss in einem angemessenen Verhältnis zu Ausbau und Integration stehen. Dies betrifft die anzuwendenden Energiewende-Parameter und deren Durchschlagskraft, auf die wir in der entsprechenden These 6 näher eingehen. In diesem Abschnitt beschränken wir uns auf das vereinfachte Verfahren und die sich daraus insgesamt ergebenden Fragen zu einem alternativen Regulierungsverfahren:

Die heterogene Netzstruktur in Deutschland verlangt häufig eine individuelle Berücksichtigung der lokalen Strukturen für eine (gute) Vergleichbarkeit hinsichtlich der Anreizregulierung. Als Kompromiss wurde das weitverbreitete vereinfachte Verfahren etabliert, das auf die Netze nur geringfügige Auswirkungen hat. Mit diesem Verfahren können jedoch individuelle Parameter nicht berücksichtigt werden. Damit weiterhin eine akzeptable Effizienz in der Regulierung erreicht werden kann, braucht es hier ein neues Gleichgewicht: Das vereinfachte Verfahren muss effizienter werden. Um den Prüfaufwand gering zu halten, sollten die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren einen geringeren Anspruch auf individuelle Bewertung haben. Das nachvollziehbare Ziel, den Regulierungsaufwand zu verringern, darf nicht zu einer Verringerung der Effizienzanforderungen im Zuge der Kostenprüfung führen. So ist beispielsweise nicht ohne Weiteres nachvollziehbar, dass Kosten berücksichtigt werden sollen, die aus der Kleinteiligkeit des Netzes resultieren. Kleineren Netzbetreibern steht die Möglichkeit offen, beispielsweise durch Kooperations- oder Dienstleistungsmodelle den Netzbetrieb effizienter zu gestalten.

Insgesamt sollte die Teilnahme am Regelverfahren für die Betreiber mit einem ökonomischen Vorteil verbunden sein. Dies könnte erreicht werden, indem der Effizienzwert im vereinfachten Verfahren in der Höhe abgeschwächt wird. Denn: Es kann in Zukunft nicht mehr davon ausgegangen werden, dass eine Effizienzsteigerung der Netzbetreiber im regulären Verfahren sich im gleichen Verhältnis wie eine Effizienzsteigerung bei den Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren widerspiegelt. Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren profitieren damit aktuell – gegebenenfalls ohne Gegenleistung – von den Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber im regulären Verfahren.

Unabhängig davon sollte darüber diskutiert werden, ob eine administrative Begrenzung der am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Netzbetreiber sinnvoll ist. In der 2. Regulierungsperiode befanden sich rund 179 Stromverteilnetzbetreiber und damit eine deutliche Minderheit der Netzbetreiber im regulären Verfahren. An dem grundsätzlichen Verhältnis hat sich bis heute nicht viel geändert. Das vereinfachte Verfahren ist damit der Regelfall und nicht die Ausnahme. Es wäre zu erwarten, dass bei einem Netz, an das eine größere Zahl an Anschlussnehmer:innen angeschlossen ist, auch ein höherer Prüfaufwand entsteht und ein entsprechend höherer Nutzen die Folge sein kann. Ein höherer Aufwand auf Seiten der Regulierer scheint somit gerechtfertigt. Wenn man internationale Vergleiche heranzieht, geht eine effizientere Anreizregulierung durchaus mit steigendem Personalaufwand beim Regulierer einher.⁵ Gleichwohl bietet sich auf Seiten der deutschen Regulierung auch hier die Option, durch konsequente und kooperative Digitalisierung den zusätzlichen Aufwand stark zu begrenzen.

⁵ Expansion of PBR of T&D in the US, Joskow, P.; 2024; <https://ceep.mit.edu/workingpaper/the-expansion-of-incentive-performance-based-regulation-of-electricity-distribution-and-transmission-in-the-united-states/>

Heute gilt als Teilnahmevoraussetzung für das vereinfachte Verfahren, dass das Stromverteilnetz nicht mehr als 30.000 Anschlussnehmer:innen haben darf. Diese Größengrenze sollte abgesenkt werden, beispielsweise auf ein Drittel.

Die Betrachtung der von uns hier aufgeführten Aspekte der Regulierungseffizienz und besseren Flächenabdeckung im Regelverfahren in Verbindung mit einer später möglichen Verkürzung der Regulierungsperioden sowie von Vereinfachungen und Standardisierungen der Netzdaten eröffnet folglich Raum für die Diskussion über den Regulierungsansatz insgesamt. So drängt sich ein Vergleich mit dem norwegischen Regulierungssystem auf. Eine große Anzahl von heterogenen Netzen wird über kurze Regulierungsintervalle seit Jahren, offensichtlich erfolgreich, über einen Yard-Stick-Ansatz reguliert. Durch die stärkere Abstraktion von den individuellen Netzkosten wird der Aufwand begrenzt. Dieses Verfahren setzt aber voraus, dass die Effizienzparameter wohl definiert sind und langfristig Bestand haben.⁶ Eine mögliche Umstellung des deutschen Regulierungsrahmens ist jetzt zu eruieren. Daher sollte die Bundesnetzagentur aktiv Akteure beispielsweise aus der Zivilgesellschaft und aus der Wissenschaft hinzuziehen, um eine Diskussion zu ermöglichen, die über die Eigeninteressen der Netzbetreiber hinausgeht und die zudem neue Perspektiven eröffnet.

Frage 2: Gilt eine Zustimmung in gleicher Weise für die Verteilernetze Strom und Gas? Wie ist insbesondere die Gasnetztransformation einzuordnen?

Eine Fortschreibung der heutigen Anreizregulierung für die **Erdgasverteilnetze** wäre volkswirtschaftlich kaum zu vertreten, da durch die ausschließliche Eigenkapitalverzinsung auf die CAPEX weiterhin Anreize für die Verteilnetzbetreiber bestehen, in neue Anlagen zu investieren. Gleiches gilt für die Verpflichtung zum Netzausbau und Anschluss von Verbraucher:innen. Durch den Rückgang der Absatzmengen steigen die relativen Netzentgelte ohnehin. Daher ist es umso wichtiger, Neuinvestitionen nur zu tätigen, wenn diese aus Gründen der Sicherheit notwendig oder aufgrund bestehender Versorgungsaufgaben unausweichlich sind. Es ist daher dringend erforderlich, dass die Bundesnetzagentur künftig bei Neuinvestitionen genau hinschaut und einen Prozess vorsieht, der das ermöglicht. In der bereits erwähnten Agora-Studie mit dem Titel „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze“ schlagen wir vor, dass die Kommunen im Rahmen der Wärmeplanung künftig prüfen müssen, wo eine Stilllegung des Netzes erfolgen kann und wo tatsächlich ein weiterer Ausbau des Erdgasnetzes unabdingbar ist, auch in Hinblick auf die dadurch stark steigenden Kosten für die Verbraucher:innen.

Nicht unbedingt erforderliche Neuinvestitionen zu vermeiden, ist insbesondere vor dem Hintergrund einer beschleunigten Abschreibungsdauer (KANU) bei Neuanlagen unabdingbar. Es ist unbedingt zu vermeiden, dass Gasverteilnetzbetreiber durch die Eigenkapitalverzinsung finanzielle Anreize für vermeidbare Investitionen erhalten und dann auch noch mit einer verkürzten Abschreibungsdauer schadlos gestellt werden. Beide Entwicklungen gehen zu Lasten der Netznutzer:innen, weil sie sich in steigenden Netzentgelten niederschlagen und benötigen daher dringend einer Korrektur.

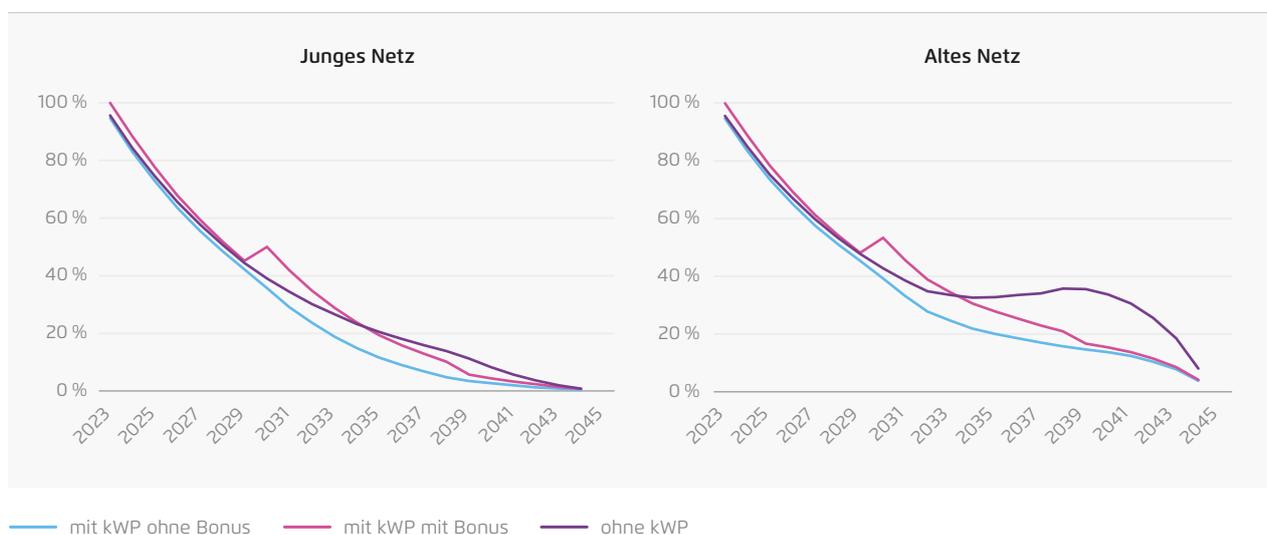
Auf dieser Grundlage sollte die Kostenprüfung ansetzen. Dabei sind nur die Kosten anzuerkennen, die im Einklang mit den von der Kommune verabschiedeten kommunalen Wärmeplanungen stehen. Um den Prüfaufwand möglichst gering zu halten, müssen differenziertere Daten erhoben werden.

⁶ Consentec/Frontier, 2019, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilnetzbetreiber

Die erweiterten kommunalen Wärmeplanungen sollten außerdem vorgeben, wo Netzabschnitte stillgelegt werden sollen. Damit Verteilnetzbetreiber einen Anreiz erhalten, diese Abschnitte zügig und plangemäß stillzulegen, sollte ein Bonussystem in Erwägung gezogen werden. Geschieht dies nicht, ist mit stärkeren Widerständen zu rechnen, da durch die Stilllegung Umsatzeinbußen bei den betroffenen Netzbetreibern auftreten. Ein derartiges Bonussystem könnte geschaffen werden, indem eine Verzinsung auf den Restbuchwert (beispielsweise ein zusätzlicher Bonus in Höhe von zehn Prozent des Restwertes der stillzulegenden Anlage) gewährt wird.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus* im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP)

→ Abb. 1



BET (2023). * sowie verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045 und einjähriger Regulierung

Interessant ist, dass ein solcher Bonus von beispielsweise zehn Prozent, wenn er über die Netzentgelte gewälzt wird, den Gewinn vor Steuern (EBT) anhebt (vgl. Abbildung 1), ohne dass sich ein spürbarer Anstieg der Netzentgelte ergibt. Es besteht hiermit folglich die Möglichkeit, einen Anreiz für Netzbetreiber zu setzen, Planungsvorgaben zu folgen und dennoch die Netznutzer:innen von verminderten Netzentgelten profitieren zu lassen. Es ist auch ein Anreizmechanismus denkbar, der die Optimierung des Verhältnisses von Absatzmenge und Netzkilometern belohnt.

Aufgrund unterschiedlicher – überwiegend exogener – Einflussfaktoren werden die Verteilnetzbetreiber den Erdgasausstieg in unterschiedlichem Tempo umsetzen. Vor diesem Hintergrund scheint der bisherige Effizienzvergleich für Gas nicht mehr haltbar. Um die Kosten für die Verbraucher:innen gering zu halten, wird es stattdessen wichtiger sein, beim Rückbau der Infrastruktur die operativen Kosten im Blick zu behalten. Unter These 2, Frage 1 zeigen wir, welchen erheblichen Effekt dieser Kostenblock auf die Netzentgeltentwicklung hat.

Vor dem Hintergrund des geschilderten neuen Prüfaufwands sollte eine Umstellung auf das Costplus-Verfahren geprüft werden.

Frage 3: Gibt es Hinweise zur Weiterentwicklung des vereinfachten Verfahrens?

Wie bereits im Grundsatzteil zur These geschrieben ist es bei den **Stromverteilnetzen** wichtig, das vereinfachte Verfahren einer Kosten-Nutzen-Analyse zu unterziehen. Länder wie Norwegen und Österreich haben ebenfalls viele kleine Stromnetze. Mit vielen Standardisierungen in der Regulierung (CAPEX- vs. OPEX-Quote, WACC etc.) wird der Prüfaufwand hier gering gehalten. Sollte es nicht gelingen, die Anwendungsquote des vereinfachten Verfahrens zu reduzieren bzw. dessen Effizienz zu erhöhen, wäre sicherzustellen, dass aufgrund lokaler Entscheidungen bedingte Ineffizienzen auch lokal getragen werden. Eine pauschale Sozialisierung von höheren, weil ineffizienteren, Netzkosten für die Einbindung Erneuerbarer-Energien-Anlagen, wie von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen, oder ein pauschaler regionaler Netzkostenausgleich wie in Österreich wären für die übrigen Netzgebiete bzw. die Verbraucher:innen nicht zu rechtfertigen.

1.2 Dauer der Regulierungsperiode

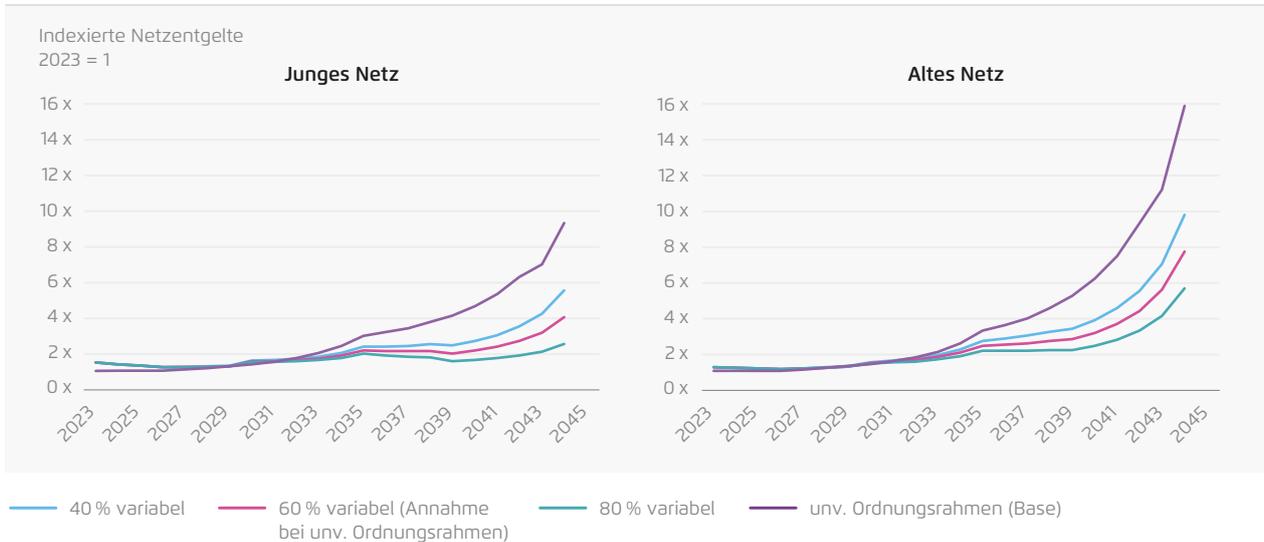
These 2: Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, sollte die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden.

Frage 1: Wird die These 2 geteilt?

Ja, eine Verkürzung der Regulierungsperiode scheint für das **Stromverteilnetz** sinnvoll, da dadurch Investitionen schnell und standardisiert in die Erlösobergrenzen eingebracht werden können.

Im Bereich der **Verteilnetzregulierung Erdgas** ist eine schnellere Weitergabe der operativen Kosten sinnvoll. Dies kann durch eine verkürzte Regulierungsperiode erreicht werden. Es ist davon auszugehen, dass mit abnehmender Netzlänge des Erdgasverteilnetzes auch die Betriebskosten zurückgehen. Wesentliche Faktoren für den Rückgang der Betriebskosten sind der fixe (beziehungsweise sprungfixe) und der variable Anteil. Die Agora-Studie „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze“ kommt zu dem Schluss, dass sich die schnellere Weitergabe dieser Kostensenkungen stark mindernd auf die Netzentgelte auswirkt. Die Abbildung 2 zeigt, welchen Einfluss die jährliche Betriebskostensenkung bei unterschiedlichen Anteilen variabler Betriebskosten auf die Entwicklung der Netzentgelte hat. Um den Prüfaufwand gering zu halten, empfiehlt sich eine zwei- oder dreijährliche Prüfung und Weitergabe. Aus dem gleichen Grund könnte die Verkürzung der Periode erst ab dem Jahr 2030 vorgenommen werden, da die Betriebskosten erst mit einer steigenden Zahl an Stilllegungen sinken werden. Wie jedoch bereits unter These 1, Frage 1 ausgeführt, ist es dann umso wichtiger, dass die Bundesnetzagentur eine entsprechende OPEX-Absenkung auch sicherstellt.

Auswirkung des Anteils der variablen Kosten an den OPEX auf die Netzentgelte* → Abb. 2 im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen



BET (2023). *jeweils bei Umsetzung aller identifizierter Empfehlungen: verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

Frage 2: Wie bewerten Sie die Effektivität der Verkürzung der Regulierungsperiode hinsichtlich einer zeitgerechteren Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber einerseits und hinsichtlich der Erhaltung des Budgetansatzes als Anreiz für die Erhaltung der Kosteneffizienz andererseits?

Wie unter These 2, Frage 1 angegeben, scheint für die **Erdgasverteilnetze** eine schnellere Weitergabe der Kostenentwicklung OPEX sinnvoll. Wenn Netzurückgänge – auch aufgrund exogener Einflussfaktoren – unterschiedlich schnell verlaufen, kann eine Kosteneffizienz mit dem Budgetansatz nicht mehr erreicht werden.

Frage 3: Welche alternativen Instrumente sehen Sie, um Kostenänderungen in der Erlösobergrenze kurzfristiger abzubilden und gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz zu setzen?

Als Alternative zur verkürzten zwei- oder dreijährigen Regulierungsperiode ist für die **Erdgasverteilnetze** auch denkbar, den Budgetansatz weiter zu verfolgen, aber innerhalb der Periode Jahr für Jahr einen vorgegebenen Korridor der Kostensenkung für OPEX festzulegen.

Frage 4: Welche – über die in diesem Papier gemachten Vorschläge hinausgehenden – Anpassungen halten Sie für denkbar, um eine Verkürzung der Regulierungsperiode operativ umsetzen zu können?

1.3 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

These 3: Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sieht die Bundesnetzagentur

- 1.) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie
- 2.) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

Frage 1: Wird die These 3 geteilt?

Ja, die These wird geteilt. Der Katalog der nicht beeinflussbaren Kosten sollte eng beziehungsweise enger als heute gefasst werden. Hierbei ist auch die Rolle und Wirkung der Kostenwälzung zu betrachten. Die gewälzten vorgelagerten Netzkosten stellen eine wesentliche Größe dar und gelten grundsätzlich als nicht beeinflussbar. Gleichzeitig nutzen die Netznutzer:innen das Instrument der atypischen Netznutzung und die Netzbetreiber werden zudem im Jahr 2025 erstmals in der Niederspannung zeitvariable Netzentgelte einführen. Damit wird beziehungsweise kann grundsätzlich Einfluss auf die wälzungsrelevante Netzspitzenlast genommen werden. Dem Vernehmen nach werden sogar KWK-Anlagen bei unzureichender Entflechtung zur Spitzenbezugsvermeidung eingesetzt. Sofern durch Peakshaving ein dauerhaft positiver Systemeffekte generiert wird, sollten Teile der gewälzten Kosten oder die Kosten insgesamt von den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ausgenommen werden. Ist dies nicht der Fall, ist zu empfehlen, die aus der Kostenwälzung entstehenden Anreize zu präzisieren oder auch zu reduzieren. Ob durch die Gleichbetrachtung von Endverbrauchern und nachgelagerten Netzebenen konsistente Preissignale in den unterschiedlichen nachgelagerten Netzen entstehen, wäre beispielsweise von der Bundesnetzagentur in Forschungsprojekten zu untersuchen. Andere Regulierungssysteme allokalieren die vorgelagerten Kosten hingegen pauschal auf die nachgelagerten Netze und Endverbraucher, beispielsweise in Österreich. Je nach Quotierung können damit auch die lokalen Netzentgeltdifferenzen beeinflusst werden.

Frage 2: Wie bewerten Sie die Kriterien zur Bestimmung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen?

Frage 3: Welche Kostenkategorien müssten aus Ihrer Sicht weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kostenkategorien betrachtet werden? Wie begründen Sie die Abgrenzung?

1.4 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

These 4: Es gibt in der Netzwirtschaft weiterhin eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischer Fortschritt). Diese ist abzubilden und methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung des Produktivitätsfaktors (PF) sind zu erwägen.

Frage 1: Wird These 4 geteilt? Kommen Sie für die Sektoren der Strom- und Gasnetzbetreiber zu unterschiedlichen Einschätzungen? Wenn ja, warum?

Ja, insbesondere im **Bereich der Stromverteilnetze** scheint ein sektorspezifischer Faktor von Vorteil zu sein, da er sektorspezifische Entwicklungen – in beide Richtungen –berücksichtigt. Beispielsweise kann ein stärkerer Fortschritt sich auch direkt kostensenkend auf die Netznutzer:innen auswirken. Der Aufwand in der Kostenanerkennung dürfte vermutlich nicht variieren, da es sich um eine zentrale Vorgabe handelt.

Frage 2: Welche alternativen Ansätze zur Bestimmung und Berücksichtigung sektorspezifischer Produktivitätsfortschritte und zur Abbildung der Inflation sollten geprüft werden?

1.5 Effizienzinstrumente

These 5: Der Effizienzvergleich für die Stromverteilernetzbetreiber ist ein geeignetes Instrument und sollte ausgehend von der bisherigen Systematik im Strombereich weiterentwickelt werden.

These 6: Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber muss sorgfältig weiterentwickelt werden und muss Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode sollte die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Sollte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anzelelemente herangezogen werden

Frage 1: Werden die Thesen 5 und 6 geteilt?

Unbedingt. Für den **Strombereich** stellt der Effizienzvergleich den zentralen Grundbaustein der deutschen Anreizregulierung dar. Er sollte gestärkt werden. Dafür muss er den aktuellen Entwicklungen angepasst und im Zusammenhang mit der Energiewendekompetenz des Betreibers betrachtet werden.

Im Bereich der **Gasverteilnetze** wird es eine heterogene Entwicklung im Zuge des Rückgangs des Verbrauchs von Erdgas geben (siehe auch These 1, Frage 2). Der Effizienzvergleich in seiner bisherigen Form wird künftig nicht mehr passen. Er setzt auf einem Benchmark auf, der auf einem Vergleich zwischen Netzbetreibern fußt, die gleichen Einflussfaktoren ausgesetzt sind. Denkbar ist, dass der Effizienzvergleich insofern angepasst wird, als sich die OPEX-Kosten verhältnismäßig zu den schwindenden Leitungslängen verhalten. Denkbar ist aber auch seine Abschaffung, vor den Hintergrund, dass es im Rahmen der Deinvestitionsphase wichtiger sein wird, den Fokus auf die einzelnen Kostenblöcke zu legen (beispielsweise Kostenanerkennung nur bei notwendigen Neuinvestitionen) als in diese noch Effizienzreize einzubauen. Wie bereits in These 1, Frage 2 beschrieben sehen wir einen Mehraufwand in der Prüfung auf die Bundesnetzagentur zukommen, der eventuell Einsparungen des Aufwandes an anderer Stelle erforderlich macht.

Frage 2: Welche Alternativen zu den etablierten Effizienzvergleichsmethoden sehen Sie im Strom- bzw. im Gasbereich?

Frage 3: Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber für die anstehende 5. Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

Im **Gasbereich** werden sich unterschiedliche Rückgangsdynamiken bereits ab dem Jahr 2030 abzeichnen. Eine Anpassung sollte daher bereits mit Beginn der 5. Regulierungsperiode erfolgen. Signifikante Änderungen sollten mit ausreichendem Vorlauf diskutiert und etabliert werden.

1.6 Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“

These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.

Frage 1: Wird These 7 geteilt?

Der beschleunigte Ausbau moderner und digitaler Übertragungs- wie **Stromverteilnetze** ist essenziell für die erfolgreiche Transformation des Strom- und, im Zuge der Elektrifizierung, auch der Energiesysteme insgesamt. Sie ermöglicht die Dekarbonisierung zu geringen Gesamtkosten, zum Beispiel wenn sie über kurzfristige Auslastungsprognosen, Lastflussteuerungsmechanismen oder dynamische Netzentgelte hilft, effiziente Verbrauchsmuster anzureizen. Eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung um Energiewendekomponenten ist daher von zentraler Bedeutung.

Dabei ist zu beachten, dass die Incentivierung der Energiewendekompetenz gut in das Gesamtkonzept eingliedert wird. Neben den hier bekannten Faktoren wie die Unterbrechungszeit (SAIDI) werden in anderen Ländern weitere Parameter genutzt, beziehungsweise deren Kombination diskutiert und erprobt. Dazu gehört die Verteilungseffizienz mit den Faktoren Leitungsverluste, Ziele für die Netzauslastung und Spitzenlastreduzierung.⁷ Eine zeitnahe wissenschaftliche Auswertung aller potenziellen Effizienz- und Qualitätsparameter in Bezug auf die wesentlichen Regulierungsziele wären im Sinne einer erweiterten Diskussionsgrundlage sehr zu begrüßen.

Die Parameter Digitalisierung und Bearbeitungszeiten beziehen sich auf den Output und hatten in der bisherigen Regulierung keine Bedeutung. Um die Ziele der Dekarbonisierung besser adressieren zu können, ist eine Stärkung dieser Output-Kriterien empfehlenswert, jedoch unter Beachtung möglicher Wechselwirkungen. So hat beispielsweise die Digitalisierung unter Umständen Einfluss auf die (mittelfristigen) Bearbeitungs- und Wartezeiten von Netzanschlüssen. Mindeststandards wie Maßnahmen zum Datenschutz und zur Cybersicherheit hingegen gehören unseres Erachtens nicht zu den anzuwendenden Parametern. Falls Unterschreitungen

⁷ Expansion of PBR of T&D in the US, Joskow, P.; 2024; <https://ceepr.mit.edu/workingpaper/the-expansion-of-incentive-performance-based-regulation-of-electricity-distribution-and-transmission-in-the-united-states/>
Performance based regulation; RAP; 2019; <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/rap-zp-pb-jr-performance-based-regulation-2019-june2.pdf>
Ofgem RIIO-2 <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2>

derselben drohen, sind Malus-Ansätze beziehungsweise Strafen effektiver. In anderen EU-Mitgliedsländern wird auch ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout positiv berücksichtigt, was in Deutschland derzeit nicht möglich ist, da regulierte Netzbetreiber nur im geringen Umfang für den Rollout zuständig sind.

Frage 2: Welche Parameter sollten in die Messung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber aus Ihrer Sicht einfließen? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Die Monetarisierung sollte über Bonus-Malus-Zahlungen erfolgen, wie dies bisher im Q-Element erfolgt ist. Zuerst wird die Reduktion beziehungsweise Erhöhung eines Parameters im Vergleich zu den unternehmens-eigenen historischen Werten berechnet, um eine Verbesserung beziehungsweise eine Verschlechterung messen zu können. Aus allen Parametern wird über ein Punktesystem ein Gesamtergebnis des Netzbetreibers im Bereich „Energiewendekompetenz“ berechnet. Danach wird die Unternehmensperformance in den Vergleich zu anderen Unternehmen gesetzt, um die Bonus-Malus-Zahlungen zu ermitteln.

Das Oberziel „Energiewendekompetenz“ könnte durch verschiedene Unterziele beschrieben und mit dazugehörigen Kriterien ausgestattet werden. Die folgende Tabelle 1 zeigt mögliche Unterziele und Kriterien auf (ohne dass diese aus unserer Sicht bereits erschöpfend wären). Die Förderung von Smart Grids wird nicht explizit als Unterziel ausgeschrieben, weil sie sich mit den anderen Kategorien überschneidet.

Unterziel	Kriterium
Effizienten Netzausbau beschleunigen	<ul style="list-style-type: none"> • Minimierung der Verlustenergie im Vergleich zur vorherigen Regulationsperiode • Dauer des Ausbaus (ausgenommen Genehmigungszeiten)
Anschlussgeschwindigkeit von EE-Anlagen, Wärmepumpen, EV, Batteriespeichern erhöhen	<ul style="list-style-type: none"> • Belohnung für schnelle Anschlüsse (Standardprozess für Netzanschluss auf zentraler Plattform dringend erforderlich, da nur so Monitoring möglich) • Automatisierung
Kundenzufriedenheit	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl Beschwerden, Service-Bearbeitungs- und Anschlussreaktionszeiten
Netzausbau vermeiden durch Digitalisierung und Anreize gegenüber Verbraucher:innen	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalisierung von Ortsnetztransformatoren, digitalisierte Onlinenetzkarten • Anreize zur lokalen Verbrauchsverlagerung, beispielsweise Netzentgelte • Netzauslastung

ACER diskutiert diese Komponenten der Energiewendekompetenz als Anreize für die Etablierung von Smart Grids und hat dabei in drei Mitgliedsstaaten verschiedene Kombinationen der einzelnen hier aufgeführten Parameter festgestellt.⁸ Das Regulatory Assistance Project (RAP) hat in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2019

⁸ RAP, Performance-Based Regulation, 2019 <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/rap-zp-pb-jr-performance-based-regulation-2019-june2.pdf>
Ofgem, RII0-2- <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2> ACER Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects, 2023; https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Report_Risks_Incentives.pdf

die Erfahrungen und Optionen zur Anreizregulierung in Europa zusammengestellt und Ziele, Parameter und Bewertungen aufgelistet.⁹ Dazu gehören auch adäquate Bepreisungen wie zeitliche Netzentgelte oder *non-wire solutions* wie Vermeidung, Effizienz und Lastverschiebung (Efficiency First). Die Methodik der Anreizregulierung in Großbritannien, das so genannte RIIO-2, ist dabei besonders erwähnenswert. Es handelt sich um eine überarbeitete Version, die nun sowohl für den Gas- und Strombereich als auch für die Übertragung und Verteilung unterschiedlicher Ziele und Parameter inklusive Umwelt- und Sicherheitskriterien, verwendet wird. Die RIIO-2 wurden in einem längeren Stakeholderprozess, basierend auf den Evaluationen von RIIO 1 und der Begleitforschung, erarbeitet. Für die Diskussion in Deutschland sollten diese Erkenntnisse im Detail betrachtet werden.¹⁰ Die Einhaltung von gesetzlichen Anforderungen darf hingegen keine Besserstellung bedingen. Aus Verbrauchersicht ist eine Nichteinhaltung durch Abschlüsse zu sanktionieren.

Frage 3: Ist ein solcher Indikator auch für Gasnetzbetreiber vorstellbar? Welche messbaren Parameter halten Sie für geeignet? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Wie beschrieben, ist es unerlässlich, den Anstieg der Netzentgelte im Gasbereich einzudämmen, indem nicht mehr benötigte Netzabschnitte zügig stillgelegt, Investitionen ausschließlich in unverzichtbare Netzanlagen getätigt und die operativen Kosten gesenkt werden. Um messbar zu machen, inwieweit Netzbetreiber ihre operativen Kosten im Verhältnis zum Rückgang der Leitungslänge senken, könnte ein entsprechendes Energie-wendekompetenz-Kriterium entwickelt werden.

Weitere denkbare Einflussgrößen analog zum Beispiel unter Frage 2 wären:

Unterziel	Kriterium
Beratung Gasausstieg/Anschlussreduktion	<ul style="list-style-type: none"> • In den ersten Jahren stärker fördern • Anzahl von dokumentierten Informationsveranstaltungen; Anzahl von Beratungsdokumenten (mit Unterschrift von Empfänger bestätigt)
Kundenzufriedenheit	<ul style="list-style-type: none"> • Beschwerden, Wartezeiten etc.
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> • Netzkarten und Pläne der Stilllegungen, Kosten und Richtigkeit der Netzentgeltentwicklungsvorhersage

9 RAP, Performance-Based Regulation, 2019 <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/rap-zp-pb-jr-performance-based-regulation-2019-june2.pdf>

10 Ofgem, RIIO-2- <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2>

2 Bestimmung der Netzkosten

2.1 Erhaltungskonzeption (*keine Stellungnahme*)

2.2 Nutzungsdauern

These 9: Im Strombereich besteht möglicherweise punktueller Änderungsbedarf. Die bestehenden Nutzungsdauern sind in geeigneter Weise weiter festzulegen, ggf. zu ergänzen. Zu prüfen ist die Einschränkung der Spannen oder das konsequente Abstellen auf einen einheitlichen Wert.

These 10: Im Gasbereich sollte für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethantransport unterliegen,

- 1.) eine Verkürzung der Nutzungsdauern und
- 2.) die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Für Netze, die einer Folgenutzung unterliegen, könnten hingegen möglicherweise auch die aktuellen Abschreibungsverläufe beibehalten werden.

Frage 1: Werden die Thesen 9 und 10 geteilt?

Im **Gasverteilnetz** sollte eine Verkürzung der Nutzungsdauer und die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass die Verkürzung der Nutzungsdauer sich in starkem Maße netzentgeltsteigernd auswirkt. Es müssen daher in jedem Fall auch netzentgeltsenkende Elemente aufgenommen werden. Dazu zählen vor allem: a) Weiterentwicklung/Interaktion mit der kommunalen Wärmeplanung, damit Stilllegungen so zügig wie möglich erfolgen können, b) Rückbau nur im Einzelfall, c) OPEX-Senkung schneller weitergeben und d) Anteil der Fixkosten kritisch untersuchen oder über eine Benchmark integrieren.

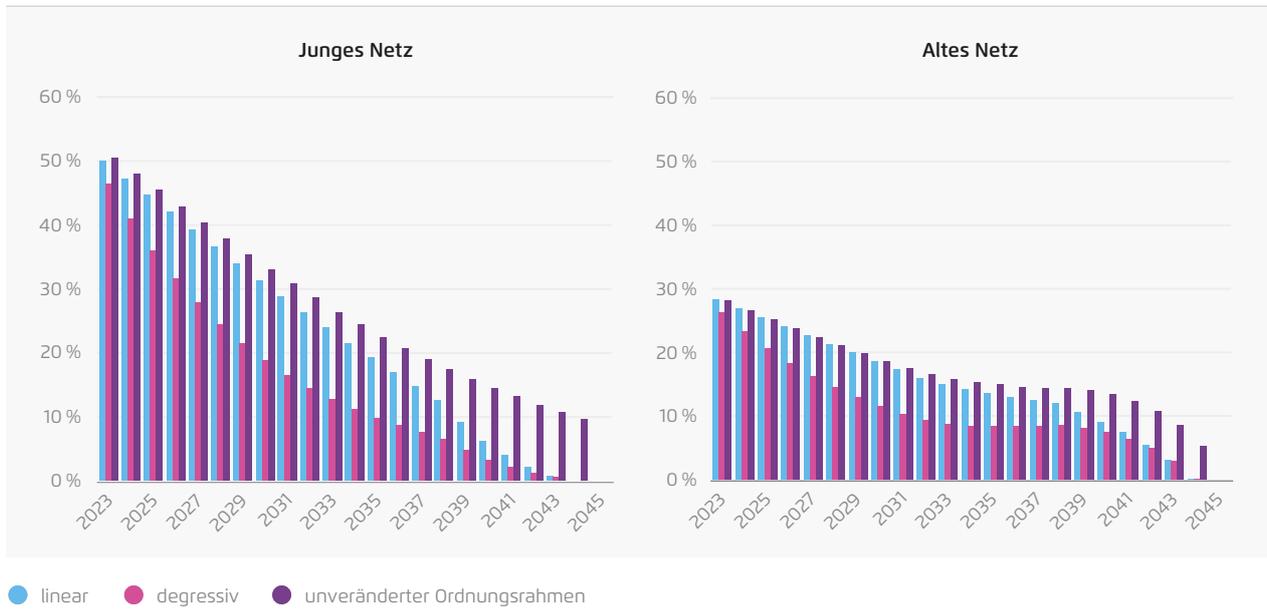
Würden Bestandsanlagen in Gasverteilnetzen nicht vorzeitig, d. h. schneller abgeschrieben, entstünden laut Hochrechnungen bis 2045 Stranded Investments zwischen 4,8 Milliarden Euro und 10,6 Milliarden Euro (Mittelwert 7,4 Milliarden Euro).¹¹

Abbildung 3 zeigt, wie sich die Restwerte in einem jungen und in einem alten Netz verhalten, wenn auch Bestandsanlagen verkürzt und entweder linear oder degressiv abgeschrieben werden.

¹¹ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf

Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

→ Abb. 3

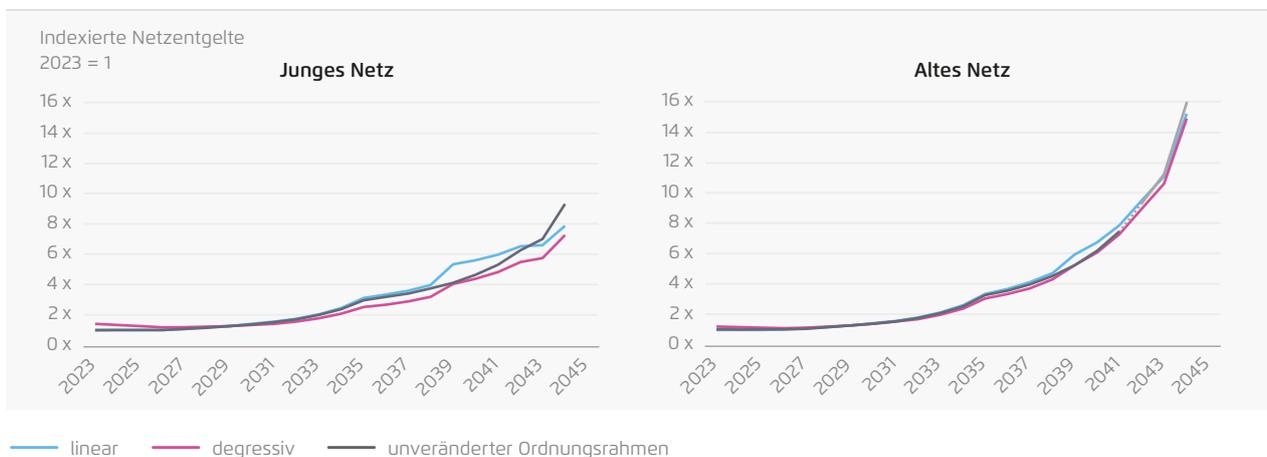


BET (2023). Hinweis: Der abgebildete Restwert im unveränderten Ordnungsrahmen beinhaltet keine Refinanzierung der Bestandsanlagen, weil die Abschreibung nach 2044 weiter fortgeschrieben würde, dann jedoch keine Einnahmen über die Netzentgelte mehr erzielt werden können.

Diese verkürzte Abschreibung für Bestandsanlagen müsste über die Netzentgelte eingeholt werden. Die Studie „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze“ zeigt, dass dies insbesondere bei jungen Netzen dazu führt, dass die Netzentgelte deutlich ansteigen. Ebenso wird in ihr gezeigt, dass eine Umstellung auf degressive Abschreibung die Kostenlast für die Netznutzenden nur leicht erhöht und daher in jedem Fall zu empfehlen ist (siehe Abbildung 4).

Entwicklung der Netzentgelte bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

→ Abb. 4



BET (2023). Hinweis zur Abbildung: Im unveränderten Ordnungsrahmen ist die Refinanzierung der Bestandsanlagen nicht gegeben.

Es muss sichergestellt sein, dass Neuinvestitionen im Gasbereich insgesamt minimiert beziehungsweise weitestgehend gestoppt werden, da sonst hohe Netzentgelte mit disruptiver Auswirkung insbesondere für Verbraucher:innen drohen. Ein Fokus der Regulierung auf die reine Refinanzierbarkeit der Verteilnetze wäre somit zu kurz gedacht.

Sofern Erdgasnetze für Wasserstoff nachgenutzt werden, sollte dieser Teil der Infrastrukturwerte denjenigen Erdgaskunden zugutekommen, die die Netze auch finanziert haben. Wenn diese Erlöse punktuell sehr unterschiedlich sind, könnten diese netzbetreiberübergreifend umverteilt werden, so dass diese allen Gasnetzkunden im gleichen Maße zugutekommen. Dieses Verfahren würde die degressive Abschreibung und die darüber geführte Debatte über die Stilllegungskosten etwas zu entlasten.

Frage 2: Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich konkret ausgestaltet werden?

Frage 3: Auf Grundlage welcher Überlegungen würden Netzbetreiber ihre Nutzungsdauern bzw. Abschreibungsquoten im Gasbereich abschätzen? Wie kann die Angemessenheit der vorgenommenen Parametrierung gegenüber der Bundesnetzagentur belegt werden?

Die Abschreibungsdauer im **Gasverteilsnetz** müsste sich an der verbleibenden Nutzungsdauer bemessen, die aus der weiterentwickelten kommunalen Wärmeplanung hervorgeht.

Frage 4: Was sagen Sie zur Einschränkung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern – insbesondere im Strombereich?

Im Bereich der **Stromverteilsnetze** ist es grundsätzlich sinnvoll, die kalkulatorischen Nutzungsdauern einzuschränken beziehungsweise zu standardisieren, da dies den Regulierungsaufwand reduziert.

Frage 5: Welche Herausforderungen ergeben sich bei der Umsetzung, wenn die beschleunigte oder degressive Abschreibung der Gasnetze schon vor Beginn der 5. Periode eingeführt werden sollte?

2.3 Pauschalisierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

These 11: Mit der Einführung eines WACC würde eine Angleichung an den internationalen Standard und mit der stärkeren Standardisierung eine höhere Transparenz und Planbarkeit für Investoren erreicht. Zudem stellt der WACC ein von den tatsächlichen Kosten entkoppeltes Zinskostenbudget dar. Das Zinskostenbudget ist dabei unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers. Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die oft hohe Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen, werden dadurch vermieden. Im Ergebnis kann zudem eine reduzierte Komplexität und damit eine erheblich erleichterte Administrierbarkeit erreicht werden.

Frage 1: Wird These 11 geteilt?

Ja, die These findet unsere volle Zustimmung.

Frage 2: Wie bewerten Sie den Vorteil einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung für die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems, beispielsweise gegenüber Investoren?

Frage 3: Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?

Frage 4: Wie sollte mit Zinsaufwendungen oder -erträgen aus langfristigen Rückstellungen umgegangen werden?

**2.4 Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens
(keine Stellungnahme)**

2.5 Kalkulatorischer EK-Zinssatz (keine Stellungnahme)

2.6 Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)

These 14: Bei der Neuordnung des Regulierungsrahmens ist neu zu bewerten, ob die Anerkennung der Gewerbesteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis ermittelt oder auf den dem Netzbetreiber zugeordneten Anteil der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer begrenzt werden soll.

Frage 1: Wird These 14 geteilt?

Ja, die Gewerbesteuer sollte nur in Höhe der tatsächlich geflossenen Gewerbesteuer in Ansatz gebracht werden können. Heute besteht die Möglichkeit, die tatsächliche Gewerbesteuerlast zu minimieren (beispielsweise im steuerlichen Querverbund), ohne dass ein entsprechender Vorteil den Netznutzer:innen zugutekommt. Der zusätzliche Aufwand, um die tatsächliche Gewerbesteuer in Ansatz zu bringen, dürfte dabei gering sein.

Frage 2: Wie kann die dem Netzbetreiber zuzurechnende tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer der steuerlichen Organschaft eindeutig zugeordnet und ermittelt werden? Welcher zusätzliche Aufwand würde hierdurch entstehen?

Frage 3: Würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen, gäbe es dann Gründe, die Körperschaftsteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis zu gewähren?

Frage 4: Welche „Anpassungsstrategien“ der Netzbetreiber erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

Frage 5: Welche Auswirkungen auf die Kommunen bzw. die Höhe der Netzentgelte erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

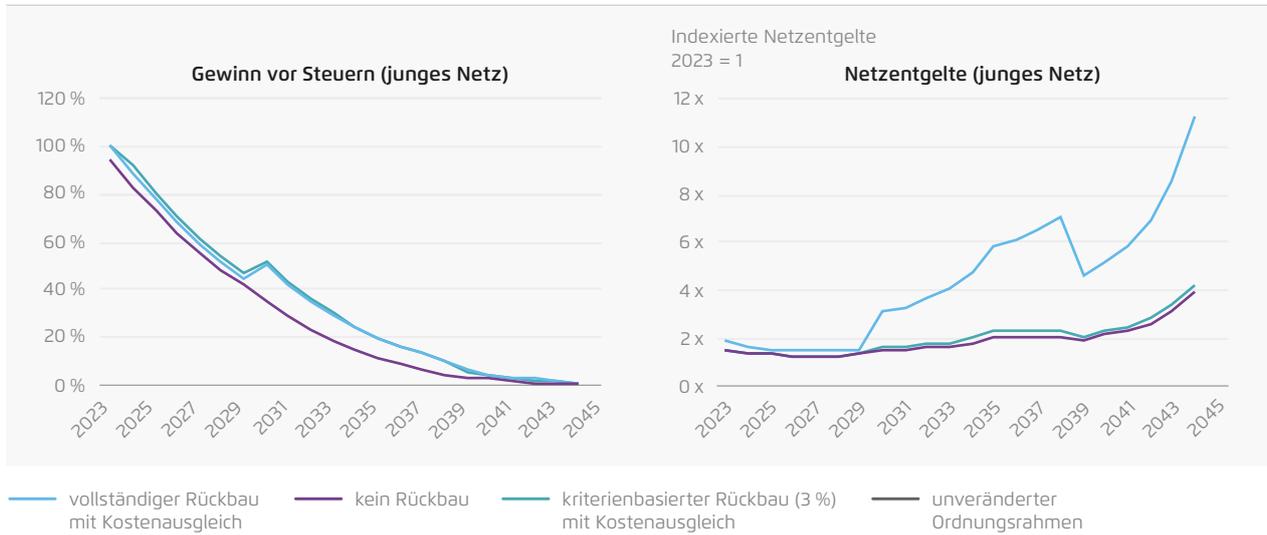
2.7 Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau

These 15: Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen von Leitungen sollten die Netzbetreiber Rückstellungen bilden. Die hierfür erforderlichen Zuführungen sollten auf Grund der erhöhten Ungewissheit der Inanspruchnahme auch regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anerkannt werden. Damit würden die zu erwartenden Kosten frühzeitig antizipiert und „zeitlich vorgezogen“, sie würden damit auch von der aktuell noch größeren Zahl an Netzkunden getragen werden.

Frage 1: Wird die These 15 geteilt?

Nein, die Kosten für Rückbaumaßnahmen in Form von Rückstellungen im Bereich der **Gasverteilnetze** sollten nur anerkannt werden, wenn eine Rückbaumaßnahme unbedingt erforderlich ist. Es muss daher ein kriterienbasierter Rückbau erfolgen, der bundeseinheitlich festgelegt wird und etwaige anderslautende Regelungen aus Konzessionsverträgen überschreibt. Sollte statt der Stilllegung der Rückbau zur Regel werden – und sei es nur in den Netzgebieten, in denen dies in der Konzession festgeschrieben ist –, würde dies die Netzkosten und damit die Netzentgelte für die Verbraucher:innen in diesen Netzgebieten sehr stark erhöhen und zu entsprechenden Folgeproblemen führen. Die Abbildung 5 zeigt auf der rechten Seite diesen kostentreibenden Effekt auf die Netzentgelte für den Fall des vollständigen Rückbaus und des kriterienbasierten Rückbaus von drei Prozent. Die Aufgabe der Regulierungsbehörden muss es sein, diesen kriterienbasierten Rückbau und damit dessen Kosten zu überwachen.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau mit Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau*, zum unveränderten Ordnungsrahmen und zum kriterienbasierten Rückbau mit Kostenausgleich → Abb. 5



BET (2023). *jeweils mit verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus)

Selbstverständlich darf die Anerkennung von Rückstellungen für die Rückbaukosten nur erfolgen, wenn sichergestellt werden kann, dass das Geld auch dafür zurückgelegt wurde und damit entsprechend verfügbar sein wird.

**Frage 2: In welchem Umfang sind Sie zum Rückbau oder zur Stilllegung von Leitungen verpflichtet?
 In welchem Umfang rechnen Sie tatsächlich mit der Inanspruchnahme?**

Impressum

Agora Energiewende

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Regulatory Assistance Projekt (RAP)

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
www.raonline.org
info@raonline.org

Autorinnen und Autoren

Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project)
Mareike Herrndorff (Agora Energiewende)
Philipp Godron (Agora Energiewende)
Aicha Platzdasch (Agora Energiewende)

Datum: 29. Februar 2024