

Eckpunktepapier

Netz.Effizient.Sicher.Transformiert

der Bundesnetzagentur

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 28.02.2024

Nicht nur aufgrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) von September 2021 zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, auch aufgrund der immensen Herausforderungen der Energiewende ist eine Evaluierung und darauffolgende Anpassung des deutschen Regulierungsrahmens für die Strom- und Gasverteilernetze erforderlich. Die Thüga begrüßt den von der Bundesnetzagentur eingeschlagenen Weg, diesen Prozess in engem Austausch mit der Branche in einem sich immer weiter detaillierenden Prozess durchzuführen, und bedankt sich für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme.

Von besonderer Bedeutung ist aus unserer Sicht, dass die Diskussion ergebnisoffen und zukunftsgerichtet geführt wird. Die im aktuellen Regulierungsrahmen oftmals enthaltenen historischen Betrachtungen (bspw. bei der Ermittlung des sektoralen Produktivitätsfaktors, der Marktrisikoprämie im EK I und Mittelwertbildungen im Rahmen der Kostenprüfung) sind in einem neuen Regulierungsrahmen durch Lösungen zu ersetzen, die zu den Herausforderungen der Gegenwart und Zukunft passen. Das aktuelle Regulierungssystem ist in den Grundzügen überdies für einen eingeschwungenen Zustand ausgelegt. Es tut sich daher schwer, effiziente Lösungen für den Angang der Herausforderungen der Energiewende, die oftmals mit OPEX verbunden sind, zu belohnen. Aktuell finanzieren die Netzbetreiber über kontinuierlich steigende OPEX die Energiewende im Netzbereich (vor). Aber auch mit Blick auf die Kapitalkosten enthält das aktuelle System Schwachstellen, die beseitigt werden müssen, indem es künftig z.B. einen effizient durchgeführten vorausschauenden Netzausbau belohnt oder durch eine Neugestaltung des Systems der Kapitalverzinsung die deutsche Energienetzinfrastruktur attraktiver für Investoren macht und so mittel- und langfristig durch die Beseitigung von Netzengpässen auch die Netzentgelte stabilisiert.

Die von der Bundesnetzagentur als Ziel ausgegebene Vereinfachung des Regulierungsrahmens begrüßen wir ausdrücklich. Wir sehen diese als wichtig an, um mehr Transparenz zu schaffen und so Kapitalgebern den Einstieg ins deutsche Netzgeschäft zu erleichtern. Um die Herausforderungen der Energiewende zügig zu meistern, ist Voraussetzung, dass die Netzbetreiber genügend Kapital generieren können, um ihre Netze rechtzeitig und zukunftsfest so ausbauen zu können, dass die Integration von EE-Anlagen, Wärmepumpen, E-Mobilität und Rechenzentren gelingt. Diese Vereinfachung sollte sich konsistent durch den neuen Regulierungsrahmen ziehen und bereits praktizierte Vereinfachungen, die sich bewährt haben, wie bspw. die kalkulatorische Ermittlung der Gewerbe- und Körperschaftssteuer, nicht wieder in Frage stellen. Vereinfachungen helfen, ein weiteres Hindernis für Investoren abzubauen: die zahlreichen und lange dauernden Rechtsstreitigkeiten über die Auslegung der Regelungsvorschriften. Hinsichtlich eines effektiven Rechtsschutzes müssen generell weitere Verbesserungen erreicht werden. Auch eine regelmäßige Begleitung der Beschlussfassung durch einen ökonomischen Expertenbeirat wäre aus unserer Sicht ein geeignetes Instrument, um das Potential für Rechtsstreitigkeiten zu reduzieren.

Der Regulierungsrahmen ist ein "Gesamtkunstwerk", in dem die einzelnen Rädchen ineinandergreifen müssen, weil viele Wechselwirkungen bestehen. Diese Tatsache muss bei der Neugestaltung der deutschen Anreizregulierung berücksichtigt werden. Daher erscheint uns wichtig, dass die zeitlich richtige Reihenfolge zwischen der Festlegung des Regulierungsrahmens über Rahmenfestlegungen und den diesen ausfüllenden Methodenfestlegungen gewahrt bleibt. Die von der Bundesnetzagentur erbetenen Stellungnahmen zu den im Eckpunktepapier enthaltenen 15 Einzelthesen sind vor diesem Hintergrund für uns teilweise schwierig, da die angemessene Ausgestaltung der Einzelmaßnahmen davon abhängt, in welchem Gesamt-Regulierungsrahmen sie sich befinden werden. Die Bewertung einer Verkürzung der Regulierungsperioden zum

Beispiel kann keinesfalls losgelöst von der Ausgestaltung des auf die Regulierungsperiode wirkenden Effizienzvergleichs erfolgen. Die Transformationsregulierung für die Gasnetze wiederum, die besonders dringend einer kurzfristigen Regelung bedarf, kann nur im Zusammenspiel mit weiteren Rechtsmaterien wie Handels- und Steuerrecht, der Netzentwicklungs- und kommunalen Wärmeplanung, der allgemeinen Anschluss- und Versorgungspflicht sowie dem Konzessionsrecht einer konsistenten Lösung zugeführt werden.

Nicht alle im Eckpunktepapier durch Thesen eingebrachten Regelungsgegenstände sehen wir gleichgewichtig. Aus unserer Sicht sind die wichtigsten Fragen die Neugestaltung der kalkulatorischen Kapitalverzinsung, die bessere Berücksichtigung der Herausforderungen der Energiewende bei der Anerkennung der OPEX der Netzbetreiber und im Effizienzvergleich sowie eine volkswirtschaftlich sachgerechte Ausgestaltung der Transformationsregulierung der Gasnetze. Beim letzten Punkt sehen wir noch deutliche Lücken im vorliegenden Eckpunktepapier, da es keine Vorschläge oder Thesen dazu enthält, wie die bestehende Gasnetzinfrastruktur mit einem Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. Euro möglichst zügig hin zu einer Nutzung von grünen Gasen einschließlich Wasserstoff transformiert werden kann, wo dies sinnvoll ist. Zu dieser Frage bringen wir uns im weiteren Diskussions- und Festlegungsprozess gerne ein und verweisen überdies auf unser hierzu bereits veröffentlichtes [Positionspapier](#).

Dies vorweggestellt, nehmen wir – soweit dies im jetzigen Stadium ohne Kenntnis des regulatorischen Gesamtrahmens möglich ist – zu den einzelnen Thesen aus dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur wie folgt Stellung:

These 1: Grundkonzeption der Anreizregulierung

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 Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

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

Ja, die These wird geteilt. Die Grundkonzeption der deutschen Anreizregulierung mit ihrem Budgetprinzip hat sich als anreizsetzend für Effizienzverbesserungen bewährt. Die 5-jährige Regulierungsperiode spielt hierbei auch eine Rolle: Zum einen setzt sie den Aufwand auf Behörden- und Unternehmensseite für die Kostenprüfungen und den Effizienzvergleich in ein angemessenes Verhältnis zum dadurch für die deutsche Volkswirtschaft zu erzielenden Nutzen. Zum anderen setzt sie über diesen Zeitraum Anreize für Kostendisziplin für die Netzbetreiber, was sich für die Netzkunden positiv auswirkt.

Daher sollte dieser grundsätzliche Rahmen nur evolutionär weiterentwickelt werden. Zu überprüfen wäre aus unserer Sicht insbesondere, wie der dynamische OPEX-Aufwuchs aufgrund der Energiewende im Strombereich und aufgrund steigender Wartungs-, Stilllegungs- und Kommunikationskosten im Gasbereich im Rahmen der 5-jährigen Regulierungsperiode durch geeignete Instrumente schneller in den Netzentgelten abgebildet werden kann. Ansatz könnte eine Ausnahme vom Budgetprinzip für bestimmte Kostenblöcke, insbesondere Personalkosten, sein. Für den Strombereich könnte auch ein OPEX-Faktor eingeführt werden, der die Energiewendekosten durch sachgerechte Parametrierung abbildet (vergleichbar mit dem in Österreich bestehenden Betriebskostenfaktor). Die heutige (Vor)Finanzierung der Energiewende durch die Netzbetreiber schmälert deren Liquidität und Bonität und kann so nicht fortgeführt werden.

Beseitigt werden muss außerdem das Problem, dass Kostensenkungsvorgaben auch auf Abschreibungen für Pflicht-Investitionen (z.B. Integration EE-Anlagen, Hausanschlüsse) wirken. Diese können aber durch den Netzbetreiber nicht gesteuert gesenkt werden. Damit wird nicht nur allgemein die Netzrendite ungerechtfertigt reduziert; darüber hinaus werden Netzbetreiber, bei denen Pflichtinvestitionen in besonders hohem Maß anfallen, auch ungerechtfertigt schlechter gestellt.

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

Die Zustimmung gilt grundsätzlich in gleicher Weise. Allerdings führt die anstehende Transformation der Gasnetze, die Stilllegungen von Teilen des Gasnetzes nach sich ziehen wird und die sich auf die einzelnen Gasnetzbetreiber unverschuldet je nach Beschaffenheit ihres Versorgungsgebiets sehr unterschiedlich auswirken wird, dazu, dass manche Instrumente des heutigen Anreizregulierungssystems für das Gasnetz nicht mehr passgerecht sind und abgeschafft oder zumindest angepasst werden müssten. Ein Effizienzvergleich passt - jedenfalls in der heutigen Form - nicht zu einem unverschuldet kleiner werdenden Netz. Auch eine möglicherweise andere Abbildung der Energiewendekosten im Gasbereich sollte geprüft werden. So könnte eine jährliche Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten für gewisse Elemente (z.B. Stilllegungskosten für Hausanschlüsse) mittelfristig sinnvoll sein. Eine sich in der Erlösobergrenze abbildende Belohnung für eine schnelle Überführung von Erdgasnetzanschlüssen in einen anderen Sektor (einschließlich Wasserstoff) wäre geeignet, um die Wärmewende volkswirtschaftlich effizient zu beschleunigen. Diese müsste die Gegebenheiten vor Ort, wie bspw. die Entfernung zum Wasserstoff-Backbone oder die Existenz von Wärmenetzen, mitberücksichtigen.

Absehbar ist außerdem, dass das Konzept der Überführung der gesamten EOG in Netzentgelte im Gasnetz irgendwann an seine Grenzen stoßen wird und zum Schutz der verbliebenen Kunden vor Härtefällen durch zu hohe Netzentgelte durch eine alternative Teilfinanzierung der Netzkosten durch andere Instrumente (Fonds, staatliche Zuschüsse) ergänzt werden muss.

Gibt es Hinweise zur Weiterentwicklung des vereinfachten Verfahrens?

Das vereinfachte Verfahren hat sich nach unserer Wahrnehmung in der Thüga-Gruppe sehr bewährt und wird deswegen auch von mehr als 80 % der berechtigten Unternehmen in der Gruppe in Anspruch genommen. Im Sinne des Vereinfachungs- und Regulierungseffizienzgedankens sollte es daher weitestgehend unverändert weitergeführt werden.

Optimierungspotential besteht bei der Berücksichtigung von BKZ im Gasnetz, da im rückläufigen Gasmarkt nach dem aktuell gültigen Verfahren die kostenmindernden Erträge aus BKZ-Auflösung für die künftigen Jahre systematisch zu hoch angesetzt werden.

These 2: Dauer der Regulierungsperiode

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.

Wird die These 2 geteilt?

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?

Nein, die These wird nicht geteilt. Geteilt wird allerdings das Ziel, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können. Die Verkürzung der Regulierungsperiode halten wir hierfür allerdings nicht für das probate Mittel. Neben dem damit einhergehenden noch weiter steigenden prozessualen Aufwand bei Regulierungsbehörden und Netzbetreibern, der in diametralem Gegensatz zum Vereinfachungsgedanken des Eckpunktepapiers steht, spricht gegen die Verkürzung der Regulierungsperiode, dass das Problem des zeitlichen Verzugs bei der Abbildung der dynamisch steigenden OPEX in der EOG dadurch nicht gelöst würde. Der zeitliche Verzug würde sich lediglich von 3 - 7 Jahren auf 3 - 5 Jahre reduzieren.

Daher regen wir an, andere Instrumente zur schnelleren Abbildung der steigenden OPEX in der EOG zu prüfen. Geeignet sein könnte ein an den aus Österreich bekannten Betriebskostenfaktor angelegter OPEX-Faktor, der durch geeignete Parametrierung nicht die Schwächen des Erweiterungsfaktors hätte und sogar die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers mitbelohnen könnte. Daneben sind weitere Ansätze vorstellbar, auf die unten näher eingegangen wird.

Der Budgetansatz wirkt, wie die auch im Eckpunktpapier hervorgehobenen Erfolge bei der Effizienzverbesserung der Netzbetreiber eindrücklich zeigen. Allerdings ist diese Wirkung stark mit der 5-jährigen Dauer der Regulierungsperiode verknüpft. Diese bewirkt, dass die Netzbetreiber von erzielten Effizienzgewinnen bis zum Ende der Regulierungsperiode profitieren. Bei deren Verkürzung würde dieser Anreiz erheblich sinken. Hinzu kommt, dass die 5-jährige Dauer der Regulierungsperiode und der Abbau von Ineffizienzen gemäß § 21a EnWG über diesen Zeitraum gut zusammenpassen. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre würden die Netzbetreiber durch einen Abbau von Ineffizienzen über einen derart kurzen Zeitraum durch die dazu erforderliche Geschwindigkeit überfordert. Ein sachgerechter Abbau von Ineffizienzen wäre nicht mehr gewährleistet. Gleiches gilt für den Erhebungsaufwand des Effizienzvergleichs gerade bei den Behörden, der - zumindest in seiner heutigen Form - in keinem angemessenen Verhältnis zu seinem Nutzen bei einer nur dreijährigen Regulierungsperiode mehr stünde.

Gerade angesichts des Rückstands mit EOG-Bescheiden bei einigen Landesregulierungsbehörden (insbesondere in Ostdeutschland) sehen wir nicht, dass eine Verkürzung der Regulierungsperioden derzeit praktikabel sein könnte. Denn diese müssen zunächst den Rückstau an Bescheiden auflösen, eine Verkürzung der Regulierungsperiode würde sie – jedenfalls zum jetzigen Zeitpunkt – aus unserer Sicht noch stärker belasten. Daher befürchten wir, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörden durch Pauschalierungen zu Lasten sachgerechter, effizienzsteigernder Entscheidungen im Kostenprüfungsverfahren gehen würde. Auch Mittelwertbildungen lehnen wir ab.

Vereinfachungen des Regulierungsrahmens über die bislang im Eckpunktepapier thematisierten Maßnahmen hinaus wären bei Umsetzung einer dreijährigen Regulierungsperiode hingegen zwingend erforderlich. Die im folgenden vorgeschlagenen Vereinfachungen wären aus unserer Sicht im Übrigen auch bei Beibehaltung der 5-jährigen Regulierungsperiode sinnvoll.

Im Einzelnen sind dies:

- **Reduzierte Kostenprüfungen:**
Es sollte geprüft werden, ob auf die proaktive Nachweiserbringung in den Kostenprüfungen durch die Netzbetreiber verzichtet werden kann. Da diese bei den Netzbetreibern mit besonders viel Aufwand einhergehen, sollten für Dienstleister- und § 6b EnWG-Prüfungen vereinfachte Prüfmaßstäbe eingeführt werden. Angesichts der ohnehin stattfindenden Anhörungen scheinen uns die Musterberichte verzichtbar. Auch eine klare Schwerpunktsetzung in der Prüfung für die jeweilige Regulierungsperiode könnte Erleichterungen bringen.
- Eine ganz erhebliche Vereinfachung der Kostenprüfungen würde die Anerkennung von testierten Tätigkeitsabschlüssen aus der GuV bedeuten. Diese sind durch die unabhängigen Wirtschaftsprüfer aufgrund gesetzlicher Vorgaben und gültiger Prüfungsrichtlinien des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland (IDW) sowie ergänzender Festlegungen der Bundesnetzagentur ja bereits geprüft und testiert worden.
- Ein für alle Regulierungsbehörden bundesweit einheitlicher Leitfaden (mit u.a. der Festlegung von Aufgriffsgrenzen) könnte bestehende Prüfauswüchse verhindern, wie sie uns aus dem Kreise unserer Beteiligungsunternehmen gemeldet wurden, so z.B. mehrfache Nachfragen wegen 0,61 Euro für die Bestellung einer Handy-App für einen Mitarbeiter. Darüber hinaus sollte es bundesweit einheitliche Erhebungsbögen geben, da die unterschiedlichen Erhebungsbögen in den verschiedenen Bundesländern zu unnötigem System- und Prozessaufwand bei Netzbetreibern/Netzbetreiberverbänden führen, die in mehreren Bundesländern tätig sind.

- Um die für alle Seiten, auch die Netzkunden, unbefriedigende Situation aufzulösen, dass Netzbetreiber mangels rechtzeitiger Bescheidung ihre Netzentgelte auf Grundlage des Antrags auf Festlegung der Erlösobergrenze kalkulieren müssen und in den Folgejahren dadurch Verzerrungen bei den Netzentgelten entstehen, regen wir eine Genehmigungsfiktion für die Kostenmeldung nach dem Vorbild des früher angewandten § 23a Abs. 4 EnWG nach einem gewissen Zeitablauf, jedenfalls vor Kalkulation der entsprechenden Netzentgelte, an.
- Da im Verfahren der Anreizregulierung immer wieder Verzögerungen durch Rechtsstreitigkeiten entstehen, die Unsicherheit für Kunden und Netzbetreiber auslösen, wären auch vermehrte Gleichbehandlungszusagen der Regulierungsbehörden hilfreich, um diese Unsicherheiten zumindest abzufedern.

Auch künftig werden die Entscheidungen der Regulierungsbehörden gerichtlich überprüft werden können. Hierbei werden neben individuellen Themen, wie in der Vergangenheit, auch allgemein bedeutsame Grundsatzfragen nur höchstrichterlich entschieden werden können. Die im EnWG eingeführten Musterverfahren (§ 78a EnWG) dürften wenig an der bislang bereits gelebten Praxis ändern und dürften allenfalls überschaubare tatsächliche Verfahrenseffizienzen mit sich bringen. Schon heute ist es teilweise so, dass die 5-jährige Regulierungsperiode nur knapp oder nicht ausreicht, um den Instanzenzug vollständig zu durchlaufen. Bei einer nur noch 3-jährigen Regulierungsperiode erscheint ein rechtskräftiger Abschluss solcher Verfahren bei den naturgemäß oftmals komplexen Themen nahezu ausgeschlossen. Somit droht ein äußerst unbefriedigender Zustand permanenter Rechtsunsicherheit und die Notwendigkeit, durch immer neue Klagen etwaige Rechtspositionen auch in Folge-Regulierungsperioden offen zu halten.

Zu bedenken ist weiterhin, dass kürzere Regulierungsperioden weniger Planungssicherheit bedeuten würden. Dies birgt die Gefahr, dass Banken bei der Darlehensgewährung Netzbetreiber kritischer beurteilen könnten. Nicht umsonst haben alle europäischen Länder, die in ihren Regulierungssystemen ebenfalls das Budgetprinzip anwenden, über 3 Jahre hinausgehende Regulierungsperioden.

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

Zur schnelleren Abbildung energiewendebedingter OPEX-Aufwüchse während der Regulierungsperiode gibt es in der Regulierungspraxis bewährte Lösungsansätze, namentlich den sog. „Betriebskostenfaktor“ in Österreich. Dieser adressiert ebenfalls die von der BNetzA identifizierte zunehmende Dynamik, und dies sogar unter Beibehaltung von Effizianzanreizen für Netzbetreiber. Er vergleicht in jedem Jahr der Regulierungsperiode zuvor mit brancheneinheitlichen Standardkostenansätzen unterlegte statistisch messbare Parameter mit dem Basisjahr.

Ein auf deutsche Erfordernisse adaptierter Betriebskostenfaktor (im folgenden „Wachstumsfaktor“ genannt) könnte zumindest im Strombereich anhand einfacher geeigneter Energiewende-Parameter erfolgen. Geeignet erscheint der Zuwachs an Anschlusspunkten je Spannungsebene im Bereich eines Netzbetreibers, der auf die Anbindung erneuerbarer Erzeugung auf Einspeiseseite, aber auch bspw. auf E-Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen auf der Ausspeiseseite zurückgehen kann. Die heute bestehenden Anreize für Kosteneffizienz würden noch vergrößert, da neben dem weiterhin über 5 Jahre bestehenden EOG-Budget ein weiterer Budgetansatz für den OPEX-Aufwuchs Anwendung fände, der Netzbetreiber also zusätzliche Anreize hätte, die veränderte Versorgungsaufgabe möglichst effizient zu erfüllen.

Dieser Wachstumsfaktor hätte bei richtiger Parametrierung nicht die Schwächen des Erweiterungsfaktors, insbesondere die bei diesem kritisierte geringe Treffgenauigkeit und den Zeitverzug. Vielmehr könnte ein Wachstumsfaktor sogar noch während der 4. Regulierungsperiode eingeführt werden. Überdies ist denkbar, den Wachstumsfaktor mit Parametern zu verknüpfen, welche die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers widerspiegeln. Damit hätte man einen jährlich wirkenden Ansatz außerhalb des Q-Elements, um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu belohnen.

Daneben gibt es weitere Ansätze zur schnelleren Abbildung von OPEX-Aufwüchsen, z.B. eine jährliche Anpassung der Personalkosten in der Erlösobergrenze. Personalkostensteigerungen müssen sachgerechterweise tatsächlich und vollständig abgebildet werden. Wenn nämlich Mengen- und Tarifeffekte in diesem Bereich zu Lasten der Netzrendite gehen, werden Netzbetreiber zu Kostenoptimierungen gezwungen, die zunächst zu Lasten der Mitarbeiter gehen, angesichts des ohnehin bestehenden Fachkräftemangels in vielen Bereichen der Energiewirtschaft im Endeffekt jedoch auch zu Lasten der zügigen Umsetzung der Energiewende.

Aufgrund über die gesamte Regulierungsperiode durchgängig steigender OPEX ist es erforderlich, dass sich die Bewertung des Ausgangsniveaus stärker an der Zukunft orientiert. Auf eine einfache Mittelwertbildung muss daher unbedingt verzichtet werden, vielmehr sind prognostische Ansätze erforderlich. Gesicherte Erkenntnisse, wie z.B. bereits vorliegende Forecastrechnungen für das Geschäftsjahr nach dem Basisjahr, müssen in die Prüfung einbezogen werden.

These 3: Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

Im Rahmen einer Festlegung muss die Bundesnetzagentur die Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren und volatilen Kosten klar definieren, um sie von anderen (beeinflussbaren) Kosten abzugrenzen und zu begründen.

Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs [an dnb-Kosten und volatilen Kosten] 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.

Wird die These 3 geteilt?

Grundsätzlich teilen wir diese Kriterien zur Ableitung der dnb-Kosten und volatilen Kosten.

Wir weisen jedoch darauf hin, dass der Begriff der Volatilität unterschiedlichen Definitionen unterliegen kann. Zweifellos gibt es Positionen, die ihrem Wesen nach grundsätzlich und fortgesetzt hohen Schwankungen unterliegen. Als volatil sollten jedoch unseres Erachtens zusätzlich alle Positionen gelten, bei denen es aufgrund gesetzlicher, tarifvertraglicher oder anderer exogen bedingter Verpflichtungen nach dem Basisjahr der letzten Kostenermittlung zu einem Kostenaufwuchs kommt. Beispielhaft sei hier die Notwendigkeit der Übernahme anteiliger Verrechnungen der POG für die intelligenten Messsysteme durch den Netzbetreiber aufgrund des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende seit dem Jahr 2024 genannt.

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

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

Wir bewerten den bestehenden Katalog der dnb- und volatilen Kosten als angemessen. Die beschriebenen Kriterien treffen aus unserer Sicht grundsätzlich auf den gesamten Katalog zu. Lediglich die Kosten für den Betriebsrat könnten aus unserer Sicht aus dem Katalog gestrichen werden, da diese im Regelfall im Basisjahr und den Folgejahren gleichbleibend sind.

Wir weisen darauf hin, dass zusätzlich zu den auch aus Sicht der BNetzA unstrittigen Positionen sich die Personalzusatzkosten und hier insbesondere die Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen in den letzten Jahren als besonders volatil erwiesen haben. Diese Volatilität war im Wesentlichen durch die Zinsschwankungen an den Finanzmärkten bestimmt.

Da sich der Zinsaufwand für langfristige Rückstellungen umgekehrt proportional zur Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus verhält, sollte vor dem Hintergrund der angestrebten Vereinfachung und Pauschalisierung der Kapitalverzinsung zumindest der damit im Zusammenhang stehende Finanzaufwand zukünftig in die dnb-Kosten einfließen. Hier könnte eine Differenzgröße zum im WACC hinterlegten Zinsaufwand für Fremdkapital für diese Positionen ermittelt werden, die dann in Abhängigkeit von der Entwicklung des Zinsniveaus als Aufwand oder Ertrag in die dnb-Kosten einfließt (vgl. hierzu auch unsere Ausführungen zu These 11).

Darüber hinaus qualifizieren sich für den Zeitraum der Transformation der deutschen Energie- und Wärmeversorgung alle Positionen für eine Einordnung als dnb-Kosten oder volatile Kosten, bei denen es transformationsbedingt zu signifikanten Anstiegen kommt, die noch nicht angemessen im Basisjahr berücksichtigt werden können. Als Beispiele sind hier der Anstieg der Kosten aufgrund des Rollouts intelligenter Messsysteme und insbesondere die zu erwartenden Kosten aufgrund der Umsetzung der EU-Methanemissionsverordnung zu nennen.

Abschließend möchten wir davor warnen, dass von der Streichung von Personalzusatzkosten aus dem Kostenkatalog ein falsches Signal an die Beschäftigten der Netzbetreiber ausgehen würde. Vor dem Hintergrund des ohnehin schon bestehenden Fachkräftemangels in vielen Bereichen der Energiewirtschaft könnte sich dies sogar als Umsetzungshindernis einer zügigen Energiewende erweisen.

These 4: Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

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

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

Hinsichtlich der Vorgaben einer schnellen, versorgungssicheren Energiewende und den damit einhergehenden notwendigen Kosten der Netzbetreiber zur Bewerkstelligung dieser Herausforderungen kann diese These nicht geteilt werden. Vor allem die externen Schocks der vergangenen Jahre, aber auch die anstehenden Herausforderungen der Energiewende (angestrebte Umwidmungen zu H2 und Stilllegungen im Gas, schnellerer Ausbau Strom) lassen die Annahme eines wesentlich von der Gesamtwirtschaft abweichenden, positiven technischen Fortschritts der Netzwirtschaft, welcher abseits der ökonomischen Theorie nach Abzug von gesamtwirtschaftlichen Skalen- und Kompositionseffekten nachweisbar sein sollte, zweifelhaft erscheinen. Die volkswirtschaftliche Natur des Produktivitätsfaktors gibt eine kostensenkende Komponente im Sinne des technischen Fortschritts zwar vor, wiederum mit der Komponente der Inputpreisentwicklung aber auch eine kostenerhöhende, welche den Preissteigerungen in Vorleistung, Kapital und Arbeit Rechnung trägt. In einem recht statischen Markt könnte angenommen werden, der technische Fortschritt übersteige vermeintlich planbare und somit kalkulierbare Inputpreissteigerungen, doch weisen die vergangenen Jahre hier eine gegenläufige Entwicklung aus. Beide Komponenten haben ihre Berechtigung und sollten - bei Fortbestand des Xgen - weiterhin berücksichtigt werden, in ihrer Maßgabe aber auch vergleichbar und sachgerecht dargestellt werden. Unstrittig ist eine weiterhin notwendige Berücksichtigung der Inflationierung der Kosten. Hier wäre es sachgerecht, den zweijährigen Verzug des Verbraucherpreisindex zuzüglich Produktivitätsfaktor auf die Erlösobergrenze zu beseitigen.

Im Zusammenspiel mit der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Verkürzung der Regulierungsperioden bestünden in Anbetracht der hohen Komplexität sowie zeitintensiven Prüfung der Netzbetreiberdaten noch größere Zweifel an der sachgerechten Durchführbarkeit der Bestimmung eines Xgen. Die aufwendige Datenerhebung und -plausibilisierung beschäftigt dabei nicht nur die Netzbetreiber, sondern maßgeblich auch die Landesregulierungsbehörden und auch die Bundesnetzagentur selbst. So zeigt sich gerade wieder in der Erlösobergrenzenfestlegung zur 4. Regulierungsperiode Gas wie auch Strom, dass ein korrekt

durchgeführtes Xgen-Verfahren den gesamten Festlegungsprozess lähmen kann. Aufgrund dieser Trägheit und Komplexität des aktuellen Verfahrens müsste das Verfahren jedenfalls bei kürzeren Regulierungsperioden im Strom maßgeblich vereinfacht und im Gas grundlegend überdacht werden.

Sollte die Bundesnetzagentur an der Ermittlung eines generellen, sektoralen Produktivitätsfortschritts in bestehender Form festhalten, sollten Fehler der Vergangenheit analysiert und - wo möglich - Optimierungspotenziale ausgeschöpft werden. Im Hinblick auf die einschneidenden strukturellen Veränderungen der Energiewirtschaft und einhergehender wirtschaftlicher Rahmenbedingungen erscheint eine sachgerechtere Ermittlung anhand von zukunftsgerichteten Prognosen anstatt einer ausnahmslosen Vergangenheitsbetrachtung notwendig. Dabei ist insbesondere eine adäquate Berücksichtigung der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zwingend erforderlich. Die bislang verwendeten Modelle stellen darüber hinaus nachweislich sowohl im angewandten Betrachtungszeitraum als auch der verwendeten Deflatorindexreihen keinen sachgerechten Vergleich zur Gesamtwirtschaft dar. Die Branche hatte bereits bei der Festlegung des Xgen im Strombereich in der 3. Regulierungsperiode darauf hingewiesen, dass aufgrund der unsachgemäßen Abbildung der Netzentgelte der von der BNetzA ermittelte Xgen zu hoch ist und deutlich auf einen Wert von Null oder sogar geringer angepasst werden müsste. Der Bundesgerichtshof hatte im letzten Jahr eine greifbare Überlegenheit der seinerzeit alternativ vorgebrachten Deflatoren der BNetzA verneint. Es sollte ein entsprechender Deflator gewählt werden, der alle Netzebenen berücksichtigt. Aufgrund der unabdingbaren Transformationskosten der Netzbetreiber sollte bei Bestand eines Xgen eine konsistente Modellgrundlage Anwendung finden. Hierbei möchten wir auch nochmal auf die ermittelten Optimierungspotenziale des durch den BDEW in Auftrag gegebenen „Methodengutachten Xgen“ von Oxera verweisen. Im Falle einer Erlösbergrenzenregulierung sollte neben der Entwicklung von Inputpreisen und technischem Fortschritt darüber hinaus auch die Entwicklung der Outputmenge berücksichtigt werden. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (im Zusammenspiel mit dem VPI) der aktuellen Anreizregulierung wurde für eine Preisobergrenzenregulierung konzipiert und berücksichtigt die Entwicklung der Outputmengen nicht. Hier liegt bereits ein konzeptioneller Fehler in der aktuellen Regulierung vor, der behoben werden sollte.

Angesichts der Transformation der Gasnetze, die zu kürzeren Gasnetzlängen führen wird, allerdings nicht zu in gleichem Maße sinkenden Kosten, halten wir den sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas für noch stärker überarbeitungsbedürftig als im Strombereich bis hin zu einem vollständigen Entfall und ausschließlich Erhalt des VPI.

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

Zur erheblichen Komplexitätsreduktion beitragen könnte die Orientierung an einem Netzbetreiberpreisindex. Dies würde dem angestrebten Ziel der Vereinfachung der deutschen Anreizregulierung Rechnung tragen und zu höherer Transparenz gerade für mögliche Investoren führen.

These 5: Effizienzinstrumente Strom

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

Wird These 5 geteilt?

Welche Alternativen zu den etablierten Effizienzvergleichsmethoden sehen Sie im Strombereich?

Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilernetzbetreiber und für die anstehende 5. Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

Die These 5 wird insoweit geteilt, dass ein Mittel zur Effizienzbestimmung zumindest im Strombereich weitere – wenn auch deutlich geringfügigere Effizienzsteigerungen als in den vergangenen drei Regulierungsperioden – bewirken kann. Eine Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs ist allerdings dringend

erforderlich. In seiner aktuellen Form passt der Effizienzvergleich nicht zu den Herausforderungen der Energiewende. Er war vielmehr zur Effizienzsteigerung auf Grundlage eines angenommenen eingeschwungenen Zustands eingeführt worden. Ineffizienzen, welche aus den Monopolrenditen aus der Zeit vor der Anreizregulierung herrühren, sind weitestgehend abgebaut. Ohne gläsernen Deckel läge der Effizienzwert des vereinfachten Verfahrens bereits bei mindestens 99,51 %.

Ebenfalls muss bei der Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs berücksichtigt werden, dass der Aufwand des Effizienzvergleichs und der damit erzielbare volkswirtschaftliche Nutzen in einem angemessenen Verhältnis stehen (dies wäre insbesondere ein Problem im Fall, dass die Regulierungsperioden verkürzt werden sollten). Eine Vereinfachung der Kostendatenprüfung und -plausibilisierung im Rahmen des Effizienzvergleichs sehen wir als geeignet an, zumal bereits in der eigentlichen Kostenprüfung ineffiziente Kosten nicht anerkannt werden.

Die Rechtsprechung (BGH, Beschluss vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22) gibt dem Effizienzvergleichsverfahren als maßgebliche Grundlage Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Über-treffbarkeit vor. Um diesen Vorgaben zu entsprechen, sollten alle nicht beeinflussbaren Kosten und Effekte, die ausnahmslos außerhalb des Einflussbereiches der Netzbetreiber liegen, fortan in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten einfließen. Weiterhin sollte Effizienz nicht nur noch auf einer stringenten Kosteneffizienz beruhen, sondern ferner die notwendigen Transformationsinvestitionen berücksichtigen, also Raum zur Erreichbarkeit energiewendespezifischer Effizienz geben. Ein neues Effizienzvergleichsmodell muss zwingend so gestaltet werden, dass vorausschauender Netzausbau im Sinne der Energie- und Klimawende keinerlei Nachteile bewirkt. Dies gibt der neue § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG ja auch vor.

Ein zukünftiger Effizienzvergleichsrahmen sollte sich folglich methodenoffen gestalten, die Heterogenität der Netzbetreiber umfänglich würdigen und sich dabei am wissenschaftlichen Stand der Zeit messen lassen können - sowohl in der Kostentreibermodellierung als auch den Extremwertanalysen. Eine Beibehaltung des „Best-of-Four“-Verfahrens ist aufgrund der verschiedenen Kapitalkostenstrukturen ebenfalls unabdingbar.

Vor allem muss er auch so transparent gestaltet sein, dass für den jeweiligen Netzbetreiber ersichtlich ist, bei welchen Kriterien er schlechter oder besser als andere Netzbetreiber abschneidet, um entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung einleiten zu können.

These 6: Effizienzinstrumente Gas

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. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anzeielemente herangezogen werden.

Wird die These 6 geteilt?

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

Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilernetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber für die anstehende 5. Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

Mindestens eine ergebnisoffene Prüfung auf weiterhin bestehende Anwendbarkeit, Relevanz und Verhältnismäßigkeit, oder aber die Entwicklung einer neuen Anreizsystematik, welche den neuen Herausforderungen der Gasnetzbetreiber Sorge trägt, muss durchgeführt werden, um die Energiewende gezielt auch mittels der Gasnetztransformation zu bewerkstelligen. Der These kann deshalb nur in Teilen zugestimmt werden.

Spätestens mit Vorstellung des Eckpunktepapiers wurde der Nutzung der Gasnetze in Teilen eine Endlichkeit vorgegeben. Dabei geraten die Annahmen eines von der freien Marktwirtschaft gelösten Netzsystems ins Wanken. Exogene und gesamtgesellschaftlich initiierte Einflussfaktoren wie der Aufbau einer Wasserstoffversorgung oder der parallele Ausbau und die Förderung der Wärmenetze beeinflussen die Netzentwicklungen maßgeblich, indem sie Wettbewerb erzeugen und somit automatischen Anreiz zur Effizienz geben. Erneut wird die Relevanz der Beachtung der Heterogenität der Versorgungsaufgabe als auch die durch den Netzbetreiber unbeeinflussbare Anbindung an einen möglichen H2-Backbone oder Industrieansiedlungen mit unterschiedlichsten Energiebedarfen ersichtlich. Jenen unterschiedlichen Voraussetzungen und somit den unterschiedlichen Transformationsstadien müsste ein Effizienzvergleich gerecht werden.

Auch die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gasbereich kann Ergebnis der Prüfung sein, da die exogen getriebene unterschiedliche Entwicklung der Gasnetze (u.a. je nach Vorliegen der Wärmeplanungen und ihrer Inhalte in den einzelnen Kommunen) und damit die sehr unterschiedlichen Gasnetzstrukturen der einzelnen Gasnetzbetreiber einen Effizienzvergleich sehr schwierig, wenn nicht gar unmöglich machen. Wie die vom BGH aufgestellten Kriterien der Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit vor diesem Hintergrund noch durch geeignete Parameter abgebildet werden können, halten wir für schwer lösbar. Überdies stellt sich die Frage, ob der Aufwand eines Effizienzvergleichs für Behörden und Netzbetreiber noch verhältnismäßig wäre.

These 7: Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“

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.

Wird These 7 geteilt?

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

Die These wird unter der Voraussetzung geteilt, dass ein solches neues Instrument im Verhältnis zu dem damit verbundenen Aufwand steht und geeignete, objektive Messinstrumente gefunden werden. Zudem sollte ein neues Instrument losgelöst vom bestehenden System des Qualitätselements eingeführt werden, da ansonsten zwei unterschiedliche Zielrichtungen in einem Messinstrument vermischt würden. Vielmehr müsste sichergestellt werden, dass sowohl Q-Element wie Effizienzwert im Effizienzvergleich wie ein Energiewendekompetenzbonus gleichzeitig mit ihrem Maximalwert erreicht werden können.

Fehlanreize oder widersprüchliche Optimierungssignale sind zu vermeiden. Beispielsweise wäre es kontraproduktiv, wenn Netzbetreiber einerseits möglichst schnell erneuerbare Energien anschließen und dabei gesamtwirtschaftlich ineffizienten Netzausbau vermeiden sollen („Spitzenkappung“), andererseits dann aber für die hierzu notwendigen Abregelungen bestraft würden. Um einzelne Netzbetreiber nicht ungerechtfertigt zu benachteiligen, dürfen in die Bewertung der Energiewendekompetenz nur solche Aspekte aufgenommen werden, die durch die Netzbetreiber steuerbar sind und nicht von den Kunden, geographischen Gegebenheiten, Entscheidungen der Lokalpolitik, Genehmigungsverfahren oder Material- und Personalverfügbarkeit abhängen.

Weiterhin ist zu analysieren, welche weiteren Vorgaben (z.B. Netzzugangsregulierung, § 14a-EnWG-Festlegungen) zu beachten sind und wie diese zusammen mit den neuen Anreizen wirken. Zur Vermeidung von Überkomplexität und Fehlanreizen sowie zur Erhöhung der Treffgenauigkeit sollten sich einander überlagernde Regulierungen vermieden werden. Die gegenseitige (negative) Beeinflussung mit einem Effizienzvergleich muss ebenso geprüft und vermieden werden wie die Frage, ob ein am österreichischen Betriebskostenfaktor orientierter Wachstumsfaktor bei entsprechender Parametrierung nicht einfacher und effizienter ähnliche Effekte erzielen könnte wie ein Energiewendekompetenzbonus.

Hinsichtlich der Vergleichbarkeit stellt sich die bekannte Herausforderung zur Berücksichtigung der Heterogenität der Versorgungsaufgabe, welcher Sorge getragen werden muss. Die bereits ins Spiel gebrachte regionale Differenzierung würde das Instrument noch schwerer handhabbar machen und widerspräche dem Ziel, Regulierung einfacher und transparenter zu machen. Weiterhin sollte ein solches Instrument keiner reinen Kostensenkungsvorgabe in der Wahl der Parameter folgen, sondern aktiv eine schnelle Energiewende fördern, um den verstärkt unterschiedlichen Aufgaben mit entsprechenden unterschiedlichen Kostenwirkungen zwischen den Netzbetreibern besser Rechnung zu tragen. Folglich sollten Parameter zur zielgerichteten Planung der Energiewende über mehrere Perioden fix definiert werden. Nur dann können die Netzbetreiber sich darauf einstellen und zielgerichtete Optimierungen beginnen. Ein möglicher Parameter könnte die Netzausbau-/Netzanschlussgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der Material- und Personalverfügbarkeit und der Dauer des Genehmigungsverfahrens sein.

Ausgeschlossen werden muss, dass ein Malus-System etabliert würde, welches Netzbetreibern mit besonders herausfordernder Transformationsaufgabe ungerechtfertigt benachteiligt. Vorstellbar wäre vielmehr ein System entsprechend dem Supereffizienzbonus.

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

Ein solcher Indikator wäre auch im Gasbereich denkbar, allerdings auch hier aufgrund der unterschiedlichen Zielrichtung losgelöst vom Q-Element. Denkbar wäre zum Beispiel die Belohnung einer schnellen „echten“ Transformation von Erdgasnetzen hin zu H₂, bspw. über einen Transformationsfaktor, der sich an der Anzahl der auf einen anderen Sektor (einschließlich Wasserstoff) überführten ehemaligen Erdgas-Zählpunkte orientiert. In Anbetracht der massiven Transformationsveränderungen müsste dieser dann allerdings auch den möglichen Anschluss an den Wasserstoff-Backbone sowie die sich aus der Netzgebietsbeschaffenheit resultierende Nachfrage berücksichtigen.

These 8: Erhaltungskonzeption

Das Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung sollte abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden. Hierfür spricht schon grundsätzlich ein erhöhtes Maß an Transparenz, die damit einhergehende Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion.

Wird These 8 geteilt?

Diese These teilen wir nicht. Das System der Nettosubstanzerhaltung wird von den deutschen Netzbetreibern teilweise seit Jahrzehnten angewendet und ist eingeübte Praxis. Die Netzbetreiber haben ihre IT-Systeme entsprechend angepasst. Da bei der kalkulatorischen Abschreibung grundsätzlich nur auf ganze Jahresraten und einheitliche Nutzungsdauern abgestellt wird, ist die durch die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung und der Restbuchwerte entstehende Komplexität überschaubar. Nach unserer Erfahrung spiegelt die kalkulatorische Abschreibungsberechnung deutlich besser die Realität wider als z. B. die pro-rata-temporis-Berechnung der Abschreibung nach HGB, da ein Teil der inflationsbedingten Kostensteigerungen in den Abschreibungen enthalten ist.

Unter der Prämisse, dass die anzuwendenden Indexreihen regelmäßig von der BNetzA veröffentlicht werden, ist die Transparenz in der Berechnung für alle relevanten Marktakteure vollumfänglich gegeben. Darüber hinaus sind alle relevanten Marktakteure in der Lage, die betreffenden Indexreihen unter Berücksichtigung der vorliegenden Definition gemäß Strom-/GasNEV sowie der veröffentlichten Reihen des Statistischen Bundesamtes selbst fortzuschreiben.

Gibt es Sachargumente für die Beibehaltung des Systems der Nettosubstanzerhaltung getrennt nach Strom- und Gasverteilernetzen?

Im Bereich der Daseinsvorsorge ist es essentiell, dass die finanziellen Mittel für den Ersatz der abgenutzten und abgängigen Gegenstände des Anlagevermögens zur Verfügung gestellt werden. Im Bereich der öffentlichen Schieneninfrastruktur lässt sich beobachten, welche volkswirtschaftlichen Nachteile auftreten, wenn die Bereitstellung der notwendigen Finanzmittel nicht gewährleistet ist. Unter Abwägung der Vor- und Nachteile erscheint es bezogen auf die Strom- und Gasnetze nach wie vor sachgerecht, wenn die Netzkunden vor dem Hintergrund der langen Nutzungsdauern über die Netzentgelte nicht nur die initialen Anschaffungs- und Herstellungskosten, sondern auch einen Teil der inflationsbedingten Kostensteigerungen ausgleichen (auch unter Anwendung der Nettosubstanzerhaltung wird die inflationsbedingte Kostensteigerung für das eingesetzte Eigenkapital bei weitem nicht komplett durch die erhöhten Abschreibungen ausgeglichen).

Darüber hinaus haben sich alle Marktakteure auf die derzeit gültigen Regelungen zur Nettosubstanzerhaltung eingestellt und diese Ansätze in ihre Kalkulationen zur Preisermittlung im Rahmen von Konzessions- und Unternehmensübernahmen und -fusionen einfließen lassen. Ein Wegfall der Nettosubstanzerhaltung birgt in diesem Zusammenhang die Gefahr, dass das Vermögen der Netzbetreiber und somit auch kommunales Vermögen flächendeckend vernichtet wird und damit das Vertrauen in die deutsche Anreizregulierung großen Schaden nimmt. Dies muss unbedingt vermieden werden.

Bzgl. der Gasnetze darf im Übrigen nicht die Fehlannahme getroffen werden, dass für diese pauschal keine Wiederbeschaffung erfolge. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht klar, welche Leitungen stillgelegt werden und welche auf Wasserstoff umgestellt werden. Darüber hinaus spricht für die Beibehaltung des Nettosubstanzerhalts, dass ein Gasnetzbetreiber aufgrund der verbleibenden technischen Sicherungspflichten weiterhin Vorsorge für etwaige Schadensbeseitigungen durch stillgelegte Leitungen treffen muss. Angesichts der hohen Sicherheitsanforderungen im Gasnetz würde eine Abschaffung des Nettosubstanzerhalts das falsche Signal setzen.

Wie können denkbare Vermögensnachteile aus einer Umstellung von dem bisherigen Bewertungssystem auf eine ausschließliche Bewertung nach der Realkapitalerhaltung bestimmt und ausgeglichen werden?

Falls das System der Nettosubstanzerhaltung - unserem Standpunkt entgegen - abgeschafft werden sollte, ist die Vermeidung von Nachteilen in der Bewertung des Vermögens der Netzbetreiber wichtig, um das Vertrauen in das deutsche System der Regulierung und damit auch die Finanzierung der Energie- und Wärmewende nicht zu gefährden. Ein möglicher Übergangsmechanismus könnte in der letztmaligen Fortschreibung der Tagesneuwerte für die der Nettosubstanzerhaltung unterliegenden Anlagen bis zu den nächsten Basisjahren bestehen. Diese Tagesneuwerte könnten dann analog zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten aus der Realkapitalerhaltung bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauern für die betreffenden Anlagen abgeschrieben werden. Das in den betreffenden Restbuchwerten gebundene Eigenkapital wäre dann mit einem Zinssatz zu verzinsen, der auch die Inflation berücksichtigt.

Oder sind bereits erhaltene auf Tagesneuwerten basierende Abschreibungsanteile Netznutzern zurückzuerstatten, da eine Wiederbeschaffung ausbleibt?

Eine Rückerstattung der auf Tagesneuwerten beruhenden Abschreibungsanteile an die Netznutzer im Gasbereich ist nicht sachgerecht sowie rechtlich fragwürdig und sollte daher vermieden werden.

Wir weisen darauf hin, dass die auf den Tagesneuwerten basierenden Anteile der in der Vergangenheit vereinnahmten Abschreibungen untrennbar mit einem Verzicht auf den Inflationsanteil in der kalkulatorischen Verzinsung verknüpft ist. Die Annahme, dass die Netznutzer einen Anspruch aus den Tagesneuwertanteilen der Abschreibungen haben, lässt sich somit nicht begründen.

Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass der von den Regulierungsbehörden praktizierte Ansatz der doppelten Kappung dazu geführt hat, dass viele Netzbetreiber in der Vergangenheit systematisch weniger Verzinsung auf ihre Tagesneuwerte erhalten haben, als sie nach der akademisch korrekten Anwendung des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung hätten erhalten müssen.

Zusammengefasst wäre ein solcher Mechanismus zur Berechnung eines eventuellen Anspruchs auf Erstattung von Tagesneuwertanteilen nicht sachgerecht und deshalb mit zahlreichen juristischen Unsicherheiten behaftet. Auch ist es Investoren nicht zu vermitteln, dass Netzbetreiber im Nachhinein Mittel aus Netzentgelten zurückerstatten sollten, die sie korrekt auf Basis der zum Zeitpunkt der Kalkulation geltenden Regeln erhoben haben. Die Anwendung einer solchen Regelung würde die dringende Beschaffung der Finanzmittel für den Umbau der deutschen Energieversorgung im Strom- und Wärmebereich zusätzlich und unnötig erschweren.

These 9: Nutzungsdauern Strom

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.

Wird These 9 geteilt?

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

Hinsichtlich der bestehenden Regelung zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern im Strombereich drängt sich derzeit kein Handlungsbedarf auf. Von daher sollte die bestehende Regelung für Strom grundsätzlich beibehalten werden.

Denn es gilt auch zu berücksichtigen, dass eine Anpassung erneuten Umsetzungsaufwand nach sich ziehen würde, ohne dass für den Strombereich eine ersichtliche Notwendigkeit vorliegt.

Zu überlegen ist allerdings, ob einzelne Anlagengruppen genauer spezifiziert werden könnten. Dies betrifft Anlagengruppen, in denen der Einsatz von Digitaltechnik in den letzten Jahren gestiegen ist, z.B. digitale Schutz- und Leittechnik sowie Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen. Für diese könnte eine neue Anlagenklasse "Digitale Sekundärtechnik" eingeführt und die sachgerechten Nutzungsdauern gemeinsam mit der Branche evaluiert werden.

These 10: Nutzungsdauern Gas

Im Gasbereich sollten für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethan-Transport 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.

Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass die entgeltseitige Begleitung der Transformation im Sinne einer gesicherten Amortisation der Investitionen und der Vermeidung sprunghaft steigender Entgelte am besten gelingt, je früher die Maßnahmen einsetzen. Allerdings herrscht derzeit noch erhebliche Unsicherheit über die konkreten Transformationspfade in den einzelnen Netzen. Insofern ist im Verfahren zu erörtern, wie angesichts der bestehenden Unsicherheit vorgegangen werden soll. So kann erwogen werden, ob in einer

Übergangsphase auf ein eher pauschales Abschreibungsverfahren umgestellt wird. Dieses würde sich von den einzelnen Anlagen lösen und das Sachanlagevermögen in Gänze zu einem Anteil wie bisher linear – unter Anwendung einer typisierten Nutzungsdauer – und zu einem Anteil degressiv abschreiben. Hierbei könnte den Netzbetreibern ein weiteres Ermessen eingeräumt werden, wie diese eher pauschale Abschreibung für ihr Netz zu parametrieren ist. Mögliche Fehlanreize in Bezug auf auslaufende Konzessionsverträge oder bevorstehenden Netzübergängen sind hierbei zu vermeiden.

Wird These 10 geteilt?

Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich konkret ausgestaltet werden?

Die These wird generell geteilt. Angesichts der Transformation der Gasnetzinfrasturktur hin zu grünen Gasen einschließlich Wasserstoff, die mit einer Stilllegung von Teilen des Gasnetzes auch bereits vor 2045 einhergehen wird, ist es unabdingbar, den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die kalkulatorischen Nutzungsdauern der von der Stilllegung betroffenen Teile ihres Gasnetzes anzupassen.

Da derzeit allerdings größtenteils noch nicht absehbar ist, welche Netzteile wie lange und mit welchem Energieträger (Erdgas, Biomethan, Wasserstoff) genutzt werden und weil die Verteilnetzbetreiberlandschaft zunehmend heterogener wird, benötigen die Netzbetreiber künftig größtmögliche Ermessensspielräume bei der Wahl der anzusetzenden kalkulatorischen Nutzungsdauern für die Gasnetzinfrasturktur. Dabei muss der Netzbetreiber die Möglichkeit haben, für die bestehenden Anlagengruppen und Netzstränge differenzierte kalkulatorische Nutzungsdauern anzuwenden, beispielsweise weil für einzelne Netzstränge eine anderweitige Nutzung über 2045 hinaus vorgesehen ist, während für andere auch Stilllegungen vor 2045 unvermeidbar sind. Diese Flexibilität sollte dem Netzbetreiber ermöglichen, Nutzungsdauern innerhalb großer Bandbreiten zu wählen, die auch vor oder nach 2045 enden können. Eine Fixierung nur auf die beiden Optionen „2045“ oder „keine Verkürzung“ würde der Heterogenität der Versorgungslandschaft nicht gerecht.

Auch sollte aus Gründen der Komplexitätsreduktion bei künftigen Regelungen von einer unterschiedlichen Bewertung von Bestands- und Neuanlagen abgesehen werden (Vergleiche Festlegung "KANU") und Regelungen / Systematiken sich auf den gesamten Anlagenbestand erstrecken.

Weil die künftige Netzbetreiberlandschaft größtenteils noch nicht konkret ist (verbindliche kommunale Wärmeplanung vielerorts nicht vorhanden) und die Verfügbarkeit der verschiedenen Wärmelösungen sich erst nach und nach herausstellen wird, muss der Netzbetreiber auch die Möglichkeit haben, die von ihm gewählten Nutzungsdauern zu bestimmten Zeitpunkten wieder an neue Gegebenheiten und Erkenntnisse anpassen zu können, was auch Wiederverlängerungen einmal verkürzter Nutzungsdauern beinhalten muss. Dies ließe sich im derzeitigen System beispielsweise mittels Umstelljahren auf Basis der Restbuchwerte abbilden. Von entscheidender Bedeutung ist, dass für keinen Netzbetreiber durch die von ihm ausgewählten Nutzungsdauern das Risiko besteht, am Ende möglicherweise auf Restbuchwerten „sitzenzubleiben.“

Sehr wichtig bei der Regelung der Nutzungsdauern ist, dass mögliche Vorgehensweisen in Verbindung mit handels- und steuerrechtlichen Bewertungsunterschieden – beispielsweise schließt das Handelsrecht einen Wechsel von der linearen auf die degressive Abschreibungsmethodik aus – geklärt werden. Es muss ein Verfahren gefunden werden, das einen Gleichklang von Anreizregulierung, Handels- und Steuerrecht gewährleistet. Andernfalls besteht die Gefahr, dass handels- und steuerrechtliche Mehrgewinne ausgeschüttet werden bzw. zu höheren Steuerabflüssen führen und im Endeffekt somit nicht den dringend benötigten Investitionen in die Energiewende zugutekommen. Bei einer linearen Abschreibungsmethode wäre dies aus unserer Sicht jedenfalls umsetzbar, so dass die Wahl einer solchen durch den Netzbetreiber nicht ausgeschlossen werden darf. Eine degressive Abschreibungsmethode sollte somit lediglich als Option für den Netzbetreiber gestaltet werden.

Die oben genannte Fragestellung eines pauschalen Abschreibungssystems könnte im Widerspruch zum handelsrechtlichen Einzelbewertungsgrundsatz stehen und gegebenenfalls eine angestrebte

Harmonisierung handelsrechtlicher und regulatorischer Aspekte im Unternehmen erschweren, weshalb wir diese kritisch sehen. Die Differenzierung von Nutzungsdauern nach einzelnen Netzsträngen erscheint uns demgegenüber besser praktikabel. Sie entspricht nicht nur dem handelsrechtlichen Einzelbewertungsgrundsatz, auch könnte sie systemseitig mittels Netz-IDs aus unserer Sicht ohne zu großen Umsetzungsaufwand abgebildet werden.

Zuletzt muss bei der Ausgestaltung der Verkürzung der Nutzungsdauern der Gesichtspunkt Berücksichtigung finden, dass eine Verkürzung nicht zu einer „self fulfilling prophecy“ werden darf, die einen Ausstieg aus dem Gasnetz unangemessen beschleunigt und die Netzentgelte bereits in der Anfangsphase nach ihrer Einführung zu stark steigen lässt, obwohl viele Kunden noch auf das Gasnetz zu ihrer Wärmeversorgung angewiesen sind. Härtefälle zu hoher Netzentgelte über einen zu langen Zeitraum müssen im Auge behalten werden und ggf. durch andere Finanzierungsinstrumente als Netzentgelte abgedeckt werden (Fonds, staatliche Zuschüsse; vgl. staatliches Vorgehen bei Redispatchkosten auf der Übertragungsnetzebene).

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?

Anhaltspunkte für die Netzbetreiber können sich beispielsweise aus dem Netzentwicklungsplan, der kommunalen Wärmeplanung, dem Gasnetzgebiets-Transformationsplan/Gasnetztransformations-Fahrplan, den Gasmengen im Netz, den Biogasmengen im Netz und den Investitionen in die Wasserstofftauglichkeit des Netzes ergeben.

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

Je schneller die beschleunigte Abschreibung eingeführt wird, auf umso mehr Netzkunden können die steigenden Erlösobergrenzen noch umgelegt werden. Daher begrüßen wir eine möglichst zügige Einführung, die aufgrund des entstehenden - gerade systemseitigen - Umsetzungsaufwands aus unserer Sicht allerdings nicht rückwirkend geschehen sollte. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass das System so ausgestaltet wird, dass es die Inanspruchnahme der Verkürzung nicht unangemessen und unrealistisch stark anreizt mit der Folge schnell stark ansteigender Netzentgelte, was den Ausstieg von potenten Kunden aus dem Gasnetz zur Folge hätte und wirtschaftlich schwächere Gaskunden dann als Härtefälle zurückließe.

These 11: Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

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.

Wird These 11 geteilt?

Wie bewerten Sie den Vorteil einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung für die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems, bspw. gegenüber Investoren?

Die These 11 wird grundsätzlich geteilt. Auch wir gehen davon aus, dass die Umstellung der Kapitalkostenbestimmung auf einen WACC-Ansatz die Komplexität verringern und damit Transparenz und

Vermittelbarkeit des deutschen Regulierungssystems gegenüber Investoren, gerade auch aus dem Ausland, und auch gegenüber Netznutzern steigern könnte. Die durch eine strukturunabhängige EK-Verzinsung zu bewirkenden Vereinfachungen sind erheblich. Der internationale Vergleich deutscher Netzbetreiber mit ausländischen Netzbetreibern würde für Investoren einfacher.

Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese pauschale Aussage von der gesamtheitlich sachgerechten Ausgestaltung des WACC-Ansatzes (auch unter Berücksichtigung insbesondere der in den Thesen 8, 13 und 14 angesprochenen Themenfelder) abhängt. Die weiter massiv ansteigenden Investitions- und Finanzierungsbedarfe können nur realisiert werden, wenn zukunftsorientierte verlässliche und kapitalmarktadäquate Verzinsungsbedingungen sichergestellt werden. Die ökonomische Bestimmung eines angemessenen, kapitalmarktadäquaten und zukunftstauglichen Eigenkapitalzinssatzes ist modellunabhängig notwendig und wird nicht per se durch ein WACC-Modell gelöst.

Ein wichtiger zu diskutierender Parameter werden in diesem Zusammenhang die im neuen System zu Grunde zu legenden kalkulatorischen Quoten für Eigen- und Fremdkapital, gerade auch unter Berücksichtigung der Behandlung der BKZ (BKZ ersetzen kein Eigenkapital, sondern die Fremdfinanzierung), sein. Darüber hinaus kommt der künftigen Festlegung des WACC-Zinssatzes eine sehr große Bedeutung zu, da er nicht wie bisher beim kalkulatorischen Eigenkapitalzins nur die Eigenkapitalkomponente beinhaltet, sondern zusätzlich auch die Fremdkapitalkomponente. Im Falle eines zu niedrig berücksichtigten Fremdkapitalzinssatzes droht hier den Netzbetreibern eine unmittelbare Unterdeckung ihrer Zinsaufwendungen, die sie dann aus anderen Mittelzuflüssen kompensieren müssten. Daher ist die Veränderungsdynamik der Marktzinsen unbedingt angemessen zu berücksichtigen. Überdies müssen die methodischen Mängel bei der Bestimmung des EK-Zinses auch in diesem System beseitigt werden.

Entscheidungsspielraum und Verantwortung der BNetzA im Hinblick auf die Ausgestaltung der Möglichkeiten eines wirtschaftlichen Netzbetriebs sind im Rahmen der Festlegung des WACC-Zinssatzes immens. Eine ergebnisoffene Diskussion zur Festlegung der relevanten Quoten sowie des Fremdkapitalzinssatzes im WACC unter Berücksichtigung neuester wissenschaftlicher Erkenntnisse ist daher unbedingt notwendig, um zu gewährleisten, dass die deutschen Netzbetreiber als wirtschaftlich gesunde Unternehmen weiterhin die gewohnte hohe Qualität im Strom- und Gasnetz gewährleisten können.

In diesem Zusammenhang muss das seit der dritten Regulierungsperiode erfolgreich praktizierte System des Kapitalkostenaufschlags zwingend weiterhin bestehen bleiben, um einen Zeitverzug bei der Erstattung von Investitionen auch künftig zu vermeiden.

Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?

Die Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote ist nicht notwendig, da bereits seitens der finanzierenden Banken ein erheblicher Druck zur Beibehaltung einer ausreichenden Eigenkapitalquote besteht. Außerdem würde eine Mindesteigenkapitalquote strukturelle Unterschiede von Netzbetreibern unberücksichtigt lassen. Die Netzbetreiber der Thüga-Gruppe sind sich bewusst, dass sie nur dann die Umsetzung der Energiewende sowie die gewohnte Versorgungssicherheit gewährleisten können, wenn sie bei ihren kreditgebenden Banken eine Bonitätseinstufung im Bereich des „investment grade“ erhalten. Damit regelt bereits der Markt die Beibehaltung einer Mindesteigenkapitalquote.

Maßgeblich für die Investitions- und Verschuldungsfähigkeit des Netzbetreibers sind unseres Erachtens darüber hinaus eine für Investoren attraktive Kapitalverzinsung im Rahmen des WACC-Ansatzes und die langfristige Verlässlichkeit des deutschen Regulierungsrahmens.

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

Die Zinsaufwendungen für langfristige Rückstellungen verhalten sich systembedingt umgekehrt proportional zur Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus. Diese Entwicklung resultiert unmittelbar aus den Bilanzierungsregeln des HGB. Ein sicher noch weiter zu evaluierender Ansatz zum Ausgleich dieser Entwicklung könnte sein, dass die Differenz zwischen dem Zinsaufwand für die Rückstellungen und dem FK-Zinsanteil im WACC als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erträge Berücksichtigung finden.

These 12: Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens

Es kann je nach Anwendungsfall eine pauschale Quote zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens für Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister bestimmt werden. Die Höhe der Pauschale kann sich bspw. an denjenigen Werten orientieren, die im Rahmen der Verwaltungspraxis in den letzten Jahren seitens der Bundesnetzagentur als betriebsnotwendig anerkannt und von einer Vielzahl von Netzbetreibern ohne weitere Verfahren akzeptiert wurden.

Wird These 12 geteilt?

Welche Gesichtspunkte sind bei der Bestimmung des zu berücksichtigen Umlaufvermögens zu berücksichtigen?

Die These 12 wird dahingehend geteilt, dass eine pauschale Anerkennung des Umlaufvermögens grundsätzlich das deutsche Regulierungssystem vereinfachen würde. Allerdings sind bei der Quotenbildung angesichts der Erfahrungen aus der Verwaltungspraxis der Vergangenheit zwei Punkte zu berücksichtigen:

Die Quote unterstellt den pünktlichen Zahlungseingang aller Netznutzer. De facto treten jedoch regelmäßig Zahlungsverzögerungen und -ausfälle auf, die durch die dargestellte Quote nicht berücksichtigt werden. Die Anerkennung des pauschalen Umlaufvermögens muss deshalb zur sachgerechten Abbildung des Forderungsbestands der Netzbetreiber höher sein als in der bisherigen Verwaltungspraxis gewährt.

Darüber hinaus wurden die Vorräte der Netzbetreiber bisher weitgehend mit ihren Ist-Werten im Umlaufvermögen berücksichtigt. Das Vorhalten von Vorräten ist erfolgskritisch, um im Störfall auch dann kurze Ausfallzeiten zu gewährleisten, wenn die Lieferzeiten der Hersteller - wie aktuell und auch in der näheren Zukunft zu erwarten - überaus lang sind. Im Rahmen des notwendigen Ausbaus der Stromnetze ist unseres Erachtens noch mit einem Aufwuchs der Vorräte zu rechnen, etwa weil Materialien schon beschafft wurden, die Genehmigungsverfahren für die Umsetzung der Maßnahmen aber noch andauern. Deshalb müssen die Vorräte weiterhin mit ihren Ist-Werten in die Verzinsungsbasis einfließen.

These 13: Kalkulatorischer EK-Zinssatz

Vorzugswürdig ist die Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für mindestens eine Regulierungsperiode. Es soll in einem Regulierungssystem mit Effizienzvergleich – insbesondere angesichts verkürzter Regulierungsperioden – keine jährliche Anpassung erfolgen. Es sollte einen für Neu- und Bestandsanlagen einheitlichen Zinssatz geben.

Wird These 13 geteilt?

Wir teilen diese These in Bezug auf die Fristigkeit der Festlegung und die Festlegung eines einheitlichen Zinssatzes.

Für welche Zeiträume soll der Eigenkapitalzinssatz aus Ihrer Sicht bestimmt werden?

Der Zinssatz sollte jeweils für eine Regulierungsperiode festgelegt werden. Langfristig ist der Kalkulationssicherheit für Investoren der Vorrang gegenüber kurzfristigen Anpassungen aufgrund von Marktveränderungen einzuräumen. Durch die Möglichkeit einer Anpassung der Zinssätze gem. § 29 Abs. 2 EnWG auch während der Regulierungsperiode im Falle erheblicher Verzerrungen wird gewährleistet, dass weder die Energiewende durch Zinssätze behindert wird, die Investitionen zu Verlustbringern werden lassen, noch Netzbetreiber ungerechtfertigt hohe Gewinne erzielen können. Dabei ist darauf zu achten, dass die durch § 29 Abs. 2 EnWG eingeräumte Möglichkeit auch bedarfsgerecht genutzt wird.

Sollte der Zeitraum zur Ableitung des Basiszinssatzes von 10 Jahren auf eine geringere Zahl an Jahren abgesenkt werden?

Wie lässt sich gewährleisten, dass eine gewählte Methode dauerhaft und konsistent Anwendung findet?

Grundsätzlich sollte durch die Festlegungen der BNetzA ein marktgerechter Zinssatz gewährleistet werden. Mit der letzten Zinssatz-Festlegung für die 4. Regulierungsperiode ist dies nicht gelungen, was daran erkennbar ist, dass eine immens große Zahl an Netzbetreibern Beschwerde eingelegt und das OLG Düsseldorf die Festlegungen als rechtswidrig aufgehoben hat. Mit dem Festhalten an einem einzigen Modell nahm die BNetzA bei ihrer letzten Zinssatzfestlegung eine Sonderrolle unter den europäischen Regulierungsbehörden ein. Insgesamt ist im internationalen Vergleich zu beobachten, dass immer mehr Regulierungsbehörden, aber auch Institutionen wie das Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland (IDW) und die europäische Zentralbank, verstärkt auf einen Methodenpluralismus setzen, um im Rahmen des Capital Asset Pricing Model (CAPM) eine sachgerechte Marktrisikoprämie und damit auch sachgerechte Eigenkapitalzinssätze abzuleiten.

Die BNetzA sollte sich deshalb bei der Ableitung der Zinssätze nicht an ein einziges wissenschaftliches Modell binden, sondern stärker die Entwicklung der Wissenschaft betrachten. Dies impliziert eine Ermittlung und Plausibilisierung der Marktrisikoprämie mit mehreren Methoden (z. B. Überschussrenditen, Total Market Return-Ansatz, Dividendendiskontierungsmodelle) und eine stärker gegenwartsorientierte Betrachtung.

Da die BNetzA wesentliche Vereinfachungen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung plant, wird der Vergleich mit den Festlegungen anderer Regulierungsbehörden vereinfacht. Die Behörde sollte sich daher zukünftig auch stärker am Durchschnitt internationaler Festlegungen orientieren. Bislang ist dieser Vergleich aus unserer Sicht vernachlässigt worden. So hat sich insbesondere in der 4. Regulierungsperiode gezeigt, dass die deutsche Verzinsung im internationalen Vergleich am untersten Rand liegt. Wir weisen darauf hin, dass auch in der aktuellen Marktsituation eine Anpassung der Eigenkapitalzinssätze im Kapitalkostenaufschlag nicht notwendig geworden wäre, wenn die Festlegung des Zinssatzes bereits auf dem Niveau des internationalen Durchschnitts erfolgt wäre. Ein angemessener Abstand des festgelegten EK-Zinssatzes zu den auf dem Markt gängigen Zinsen für Fremdkapital muss immer gewährleistet sein, damit angesichts des höheren Risikos und der anderen Verzinsungserwartung für Eigenkapital die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber sichergestellt bleibt.

Vor diesem Hintergrund ist der Zeitraum zur Ableitung des risikolosen Zinssatzes nachrangig. Methodisch spricht unseres Erachtens einiges dafür, die bisherige Periode von 10 Jahren beizubehalten, soweit die vorgenannten Punkte erfüllt sind.

Sollte der Zinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber differenziert werden? Welche Methoden zur Ermittlung sektorspezifischer Zinssätze kämen hier in Frage?

Gas- und Strom-Zinssätze sollten nicht differenziert werden. Dies hat sich bewährt und ist auch ökonomisch sachgerecht. Das Risiko des mittels des CAPM abgeleiteten Zinssatzes wird durch den Parameter Beta

abgebildet. Die Herleitung des Beta am Kapitalmarkt bezieht sich auf die Volatilität der zu Grunde liegenden Aktienkurse einer betrachteten peer group im Vergleich zum Marktportfolio. Maßgeblich für die Volatilität ist nicht der generelle Ausblick für die Geschäftstätigkeit eines Unternehmens. Dieser ist in der Regel bereits in den Aktienkurs eingepreist. Das Beta ist stattdessen durch die Informationsunsicherheit im Hinblick auf die eingepreiste Entwicklung bestimmt. Bisher wurden internationale börsennotierte Strom- und Gasnetzbetreiber für die Ermittlung des Beta zusammengefasst. Dies halten wir auch für die Zukunft für angemessen. Zwar ist es unstrittig, dass Strom- und Gasnetze sich in Zukunft unterschiedlich entwickeln werden. In Bezug auf die bestehende Informationsunsicherheit sehen wir jedoch keinen Unterschied. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die BNetzA in diesem Eckpunktepapier mit der Nutzungsdauerverkürzung im Gasbereich und der Anerkennungsfähigkeit von Rückstellungen und Rückbau wesentliche Transformationsthemen adressiert.

Weiterhin weisen wir darauf hin, dass die internationale peer group zur Ableitung des Betas für die Energienetze im Jahr 2023 gerade einmal neun internationale Strom- und Gasnetzbetreiber umfasste. Eine Aufteilung der peer group nach Strom- und Gasnetzen würde unweigerlich zu einer zu kleinen Stichprobe für die Ableitung des Betas für die Strom- und Gasnetze führen.

These 14: Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)

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.

Wird These 14 geteilt?

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

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

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

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

Die These 14 wird nicht geteilt. Möchte man dem Vereinfachungsgedanken Rechnung tragen und außerdem Umstrukturierungen von Unternehmensverbänden mit dem Ziel der Maximierung der Gewerbesteuerlast des Netzbetriebes vermeiden, so kann die Ermittlung der Gewerbesteuerlast für den Netzbetreiber nur kalkulatorisch erfolgen.

Netzbetreiber sind oftmals Bestandteil steuerlicher Organschaften. Der in These 14 adressierte Sachverhalt des Steuerausgleichs zwischen verschiedenen Konzernunternehmen findet somit teilweise mehrere Ebenen oberhalb der Netzbetreiber statt. Folglich müsste die Regulierung hier ansetzen und damit implizit auch die wettbewerblichen Sparten integrierter Energieversorgungsunternehmen mitberücksichtigen. Der regulatorische Grundansatz, alle Netzbetreiber gleichermaßen als stand-alone-Unternehmen zu betrachten, würde auf diese Weise methodisch ad absurdum geführt.

Da die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach dem vom Regulierungssystem komplett losgelösten System der Steuergesetzgebung erfolgt, wäre eine Ermittlung deutlich komplexer als der bisher gewählte Ansatz. Es müsste die dem Jahresabschluss nachgelagerte Erstellung der steuerlichen Bilanz abgewartet werden, was zu erheblichen Verzögerungen führen würde. Betrachtungsgegenstand wären die Konzernmütter, oftmals mehrere Ebenen oberhalb der Netzbetreiber angesiedelt. Bei teilweisem Ausgleich der Gewerbesteuerschuld im Konzern müsste eine Fiktion für die Ermittlung des Netzbeitrags gefunden

werden. Bei mehreren Anteilseignern kommen teilweise unterschiedliche Gewerbesteuer-Hebesätze zur Anwendung, die sich auf den Sitz des Eigentümers und nicht auf den Sitz des Netzbetreibers beziehen. Da die Steuerlast nach den um einige Jahre nachgelagerten Betriebsprüfungen in der Regel noch einmal nachträglich korrigiert wird, müssten auch diese Korrekturen sachgerecht abgebildet werden. Die kalkulatorische Ermittlung der Verzinsung und die Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Gewerbesteuer würde um Jahre divergieren.

Insgesamt liefe eine solche Gewerbesteuerermittlung dem grundsätzlichen Bestreben dieses Eckpunktepapiers, die Ermittlung der regulatorischen Kosten zu vereinfachen, somit diametral entgegen. Da bei einer Anerkennung der tatsächlichen Gewerbesteuerzahlung auch die Hinzurechnungen gemäß § 8 GewStG zur Erhöhung der Bemessungsgrundlage Berücksichtigung finden müssten, würde das System nicht nur noch weiter verkompliziert. Da darüber hinaus auch der höchstrichterlich bestätigte kalkulatorische Ansatz der von-Hundert-Berechnung bezogen auf die Gewinngröße nach Steuern entfallen würde, ginge die Anwendung dieser Logik für eine nicht unerhebliche Anzahl von Netzkunden mit einer Erhöhung statt einer Absenkung der berücksichtigten Gewerbesteuer und somit mit einer stärkeren Kostenbelastung einher. Außerdem könnte die pagatorische Ermittlung der Gewerbesteuer Fehlanreize durch die gezielte Nutzung von steuerlichen Wahlrechten auslösen, die es zu vermeiden gilt.

Weiterhin würden Netzbetreiber, die zur schnelleren Umsetzung der Energiewende vorübergehende OPEX-Steigerungen in Kauf nehmen und deshalb vorübergehend Verluste erwirtschaften, doppelt bestraft, da sie in diesem System keine Gewerbesteuer mehr geltend machen dürften.

Diese Frage wurde im Übrigen bereits bei Einführung der NEV umfassend konsultiert. Neue Erkenntnisse, welche gegen die damals gewählte Methode der kalkulatorischen Ermittlung sprechen würden, liegen seitdem nicht vor.

These 15: Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau

Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen von Leitungen sollten 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.

Wird die These 15 geteilt?

Diese These wird geteilt. Die regulatorische Anerkennung der nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und eventuelle Rückbaumaßnahmen von Gasnetzinfrastruktur begrüßen wir. Für die genaue Ausgestaltung im neuen Regulierungsrahmen bedarf es jedoch weiterer Konkretisierung und gesetzlicher Anpassungen:

Angesichts der potentiell hohen Kosten und finanziellen Belastung der Netznutzer sollte ausgeschlossen werden, dass vermeidbare Kosten entstehen. Für die Bildung dieser Rückstellungen müssen daher konkrete Anhaltspunkte für die unvermeidbare und erforderliche Stilllegung bzw. den Rückbau für die betroffene Gasnetzinfrastruktur vorliegen, sodass die Bildung dieser Rückstellungen nicht zur gezielten Ergebnisgestaltung genutzt werden könnte. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass derzeit noch hohe Unsicherheiten bezüglich der Folgenutzung der Gasnetzinfrastruktur (z.B. für Wasserstoff, Biomethan) bestehen, sollten konkrete Kriterien zu Grunde gelegt werden, die für die einzelnen Leitungen gelten, z.B. KWP, NEP, Gasnetzgebiets-Transformationsplan, Gasnetztransformations-Fahrplan, Gasmengen, Zahl Gaskunden.

Unvermeidbare Stilllegungen und Rückbauten von Hausanschlüssen können mit hohen Kostenbelastungen für einzelne Netzbetreiber verbunden sein. Auch weisen die Netzgebiete eine hohe Heterogenität auf – Tendenz steigend – wodurch sich eine unterschiedliche Kostenstruktur je Anschlusspunkt (Preiseffekte), aber auch Mengeneffekte, je nach Netzinfrastruktur, ergeben können. Es ist daher wichtig, dass die Kosten

für unvermeidbare Stilllegungen und Rückbau nicht in den Effizienzvergleich eingehen, da Netzbetreiber nur sehr wenig Einfluss auf die Stilllegungserfordernisse in ihrem Netzgebiet haben. Eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich würde diejenigen Netzbetreiber ungerechtfertigt bestrafen, die besonders große Teile ihres Netzes stilllegen müssen oder bei der Stilllegung besonders schnell vorgehen. Auch die Höhe der Stilllegungskosten für einen einzelnen Anschluss ist exogen getrieben, da diese von den erforderlichen Kapazitäten und den geographisch unterschiedlichen Wettbewerbssituationen abhängt - mit anderen Netzbetreibern und wettbewerblich orientierten Unternehmen - um wenige vorhandene Tiefbauunternehmen. Um Missbrauch auf jeden Fall auszuschließen, wäre daran zu denken, technische Regelungen bzgl. der Stilllegung eines Gasanschlusses aufzustellen, damit alle Netzbetreiber hier auf derselben Grundlage vorgehen.

Um dem Ziel der Flexibilität in der Kostenanerkennung Rechnung zu tragen und um Basisjahreffekte zu vermeiden, ist eine unmittelbare Anerkennung dieser Kosten notwendig. Eine Einstufung als volatile Kosten ist nicht geeignet, da diese Kosten in den Effizienzvergleich eingehen würden und Netzbetreiber aus den oben genannten Gründen benachteiligen würden. Darüber hinaus könnte dies dazu führen, dass Netzbetreiber die wirtschaftlich günstigste Stilllegungsmöglichkeit wählen, nicht jedoch die technisch sicherste. Dies könnte im schlimmsten Fall zu Gefahren für die Allgemeinheit führen. Daher sollten die Kosten für unvermeidbare Stilllegungen und Rückbau als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden.

Bei Fortführung des bestehenden Regulierungssystems und damit der Bedeutung der bilanziellen Kapitalstruktur der kalkulatorischen Bilanz im Basisjahr (also bei Nichtanpassung auf WACC) würden sich etwaige Rückstellungen ungerechtfertigt nachteilig auf die Verzinsung des Netzbetreibers auswirken. Rückstellungsverpflichtungen aus unvermeidbaren Stilllegungen und Rückbauten sollten daher nicht im Abzugskapital Berücksichtigung finden.

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

Die Verpflichtung zum Rückbau findet sich in Konzessionsverträgen und vertraglichen Regelungen mit Grundstückseigentümern. Ob darüber hinaus eine Rückbaupflicht auch aus Gesetz resultieren kann, muss der Gesetzgeber klarstellen. Dies ist keine Frage, die dem Regelungsgehalt einer Festlegung zugänglich ist.

Zur volkswirtschaftlichen Optimierung der Transformation der Gasversorgung sollte ein Rückbau von Leitungen möglichst vermieden werden und nur in zwingend notwendigen Fällen stattfinden. Das BMWK hat angekündigt, hierzu den Rechtsrahmen zu überprüfen und weiterzuentwickeln. Dabei ist es sehr wichtig, dass Rückbauverpflichtungen aus Konzessionsverträgen, die nicht aus Umwelt- oder städtebaulichen Gründen zwingend erforderlich sind, durch das zu schaffende höherrangige Recht unwirksam werden. Andernfalls würden Rückbauverpflichtungen für Netzbetreiber mit den entsprechenden finanziellen Konsequenzen für die Netzkunden geschaffen, obwohl diese objektiv gar nicht erforderlich wären.

Ohne entsprechende Regelungen durch den Gesetzgeber rechnen wir mit einer Inanspruchnahme aus den vertraglichen Regelungen. Diese wird im Zeitverlauf zunehmen. Die künftig ansteigenden Kosten könnten somit gegebenenfalls mit der noch breiten Kundenmasse im Gas auseinanderlaufen. Sollten sich allerdings die unvermeidbaren Stilllegungen und Rückbauten schneller als gedacht in die Tat umsetzen lassen, könnte dies wiederum zu Härten für die vorhandenen Gaskunden führen. Es sollte daher grundsätzlich überlegt werden, ob die Kosten für unvermeidbare Stilllegungen und den Rückbau von Gasnetzinfrasturktur künftig, anstatt über die Netzentgelte - zumindest teilweise - über Alternativen wie einen staatlichen Fonds finanziert werden, was den Anforderungen der Energiewende als gesamtgesellschaftliche Aufgabe besser Rechnung tragen würde als die bestehende Netzentgeltsystematik, die ungerechtfertigt allein die Gaskunden belastet.

Ansprechpartner:

Patrick Kunkel
Leiter Regulierung
T: 089/38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Markus Wörz
Leiter Stabstelle Energiepolitik
T: 089/38197-1201
markus.woerz@thuega.de