

Berlin, 29. Februar 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Weiterentwicklung der Anreizregulierung

BNetzA-Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ vom 18. Januar 2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Zusammenfassung	3
Anmerkungen zum BNetzA-Eckpunktepapier	5
A. Einleitung	5
B. Regulierung von Netzen von 2005 bis heute	5
C. Zwischenbilanz	5
D. Geänderte Anforderungen an die Regulierung	7
E. Ziele der Regulierung	9
F. Aspekte für eine Überprüfung des bestehenden Regulierungsrahmens	10
G. Anreizregulierung	10
1. Grundkonzeption	10
2. Dauer der Regulierungsperiode	15
3. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten	22
4. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	27
5. Effizienzinstrumente	30
6. Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“	36
H. Bestimmung der Netzkosten	38
1. Erhaltungskonzeption	38
2. Nutzungsdauern	43
3. Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)	47
4. Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens	50
5. Kalkulatorischer EK-Zinssatz	51
6. Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)	54
7. Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau	59
Fragen zum Prozess und zur Organisation der Großen Beschlusskammer	61

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Herausforderungen und des geänderten Rechtsrahmens ist eine Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung notwendig. Es ist positiv, dass die BNetzA mögliche Anpassungen frühzeitig und ergebnisoffen diskutiert. Der BDEW wird den Prozess umfassend und konstruktiv begleiten.

Die Anreizregulierung wird maßgeblichen Einfluss auf das Gelingen der Energiewende haben. Sie muss hierzu den Netzbetreibern ermöglichen, die benötigten Ressourcen (Kapital, Personal, Fremdleistungen, Material) aufzubauen und zeitnah zu refinanzieren, aber auch realistische Zielvorgaben und Anreize setzen, die auf die Erfüllung der Energiewende „einzahlen“.

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele ist ein regulatorischer Rahmen notwendig, der attraktive Investitionsbedingungen schafft: Zentral ist hierbei eine wettbewerbsfähige Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital.

Ein wichtiger Aspekt ist die Balance zwischen Kostenorientierung und Anreizmechanismen. Sind Kosten exogen verursacht oder vorgegeben, müssen diese zeitnah und vollständig über die Netzentgelte refinanziert werden können. Anreizmechanismen sollten nur dort wirken, wo Netzbetreiber über tatsächliche Optimierungspotenziale verfügen. Mit Blick auf die Dekarbonisierungsziele werden deshalb zukünftige Effizienzvergleiche bei Gasnetzen kritisch gesehen.

Verlässlichkeit und Stabilität der Regulierung sind von herausragender Bedeutung für Netzbetreiber, Kapitalgeber und Anteilseigner sowie Mitarbeiter, Dienstleister und Lieferanten. Eine Anpassung sollte deswegen, ausgehend vom heutigen Regulierungssystem, evolutionär unter enger Einbindung der Betroffenen erfolgen.

Für eine abschließende Bewertung ist das Gesamtmodell des künftigen regulatorischen Rahmens entscheidend! Zu bewerten sind hier das Zusammenspiel und die Gesamtwirkung aller Instrumente des künftigen Anreizregulierungssystems. Deshalb sollte eine ganzheitliche Entwicklung erfolgen, keine Entwicklung „in Scheiben“.

Die Stromnetze und die Gasnetze werden in den nächsten Jahren massiven Transformationen unterworfen, jedoch in unterschiedliche Richtungen. Die bisher starke Vergangenheitsorientierung der Regulierung ist bereits heute an ihre Grenzen gestoßen und wird den Anforderungen der Transformationen nicht gerecht. Im Regulierungssystem generell und in einzelnen Instrumenten des künftigen Systems ist daher aus Sicht der Branche eine stärkere Zukunftsorientierung unerlässlich.

Positiv ist, dass die BNetzA den Handlungsbedarf beim OPEX-Aufwuchs anerkennt. Die Verkürzung der Regulierungsperioden ist dazu jedoch keine geeignete Lösung, da sie das Problem

nicht löst, sondern nur den Zeitverzug mittelfristig etwas reduziert. Der BDEW schlägt hierzu praktikable und schnell umsetzbare Alternativen vor.

Die angekündigten Anpassungen hinsichtlich der Transformation der Gasnetze (u. a. Verkürzung Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen) werden vom BDEW unterstützt und sollten auch baldmöglichst umgesetzt werden.

Das Anliegen von Verfahrens-Vereinfachungen und -Beschleunigungen wird vom BDEW unterstützt. Im Fokus steht aber natürlich ein sachgerechtes, zukunftsfähiges Regulierungssystem, das jeden einzelnen Netzbetreiber in die Lage versetzt, die Herausforderungen der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende auf allen Ebenen zu meistern.

Der BDEW schlägt vor, alle Fragestellungen und Anpassungsvorschläge thematisch gebündelt (u. a. WACC, OPEX-Aufwuchs, Energiewendekompetenz) in Fachgesprächen zu vertiefen.

Anmerkungen zum BNetzA-Eckpunktepapier

A. Einleitung

B. Regulierung von Netzen von 2005 bis heute

C. Zwischenbilanz

Originaltext BNetzA:

Tabelle 1: Investitionsvolumina im Zeitraum 2013 – 2023 in Mio. €

Abbildung 1: Entwicklung der Nettonetzentgelte Strom inkl. Messstellenbetrieb in ct/kWh

Abbildung 2: Entwicklung der Netzentgelte Gas inkl. Messstellenbetrieb in ct/kWh

Abbildung 3: Strom: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG in Minuten/Jahr

Abbildung 4: Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in Minuten/Jahr

Anmerkungen/Stellungnahme:

In die Tabelle 1 und den Abbildungen 1, 2, 3 und 4 sollten auch Angaben für den Zeitraum 2006-2012 aufgenommen werden. Dies sollte ergänzt werden mit Daten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder ähnlichen Energiewendeparametern.

Begründung:

Zusätzlich zum Zeitraum 2013-2023 sollte auch der Zeitraum 2006-2012 aufgenommen werden, um die Entwicklung vollständig darzustellen. Dies würde die enormen Leistungen der Netzbetreiber bei nur moderaten Netzentgeltsteigerungen verdeutlichen. Ergänzend könnte die Entwicklung der Netzentgelte der allgemeinen Preisentwicklung (VPI) gegenübergestellt werden.

Originaltext BNetzA:

Bei allen Herausforderungen, die sich aus dem Effizienzdruck der Regulierung und den erheblichen Investitionsbedarfen ergeben haben, wurden die Unternehmen nicht überfordert – im Gegenteil wird der Renditerahmen wiederholt von verschiedenen Seiten höchst positiv beurteilt.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Wünschenswert wäre eine ausgewogenere Formulierung, die die Kritik z. B. an den EK-Zinsfestlegungen nicht unterschlägt.

Begründung:

Internationale Rating-Agenturen üben durchaus Kritik am deutschen Regulierungsrahmen, insbesondere wegen seiner hohen Komplexität und der dadurch bedingten Intransparenz. Daher ist das Ziel der Vereinfachung begrüßenswert. Diese ist jedoch kein Selbstzweck und darf nicht zu Lasten der Netzbetreiber und Transformationsinvestitionen gehen.

Das Regulierungsrisiko ist oftmals eine signifikante Größe bei Ratings – Anpassungen am Regulierungsrahmen sind notwendig, müssen aber trotzdem einen langfristig verlässlichen Investitionsrahmen bieten.

Originaltext BNetzA:

Das Regulierungssystem war zudem so ausgestaltet, dass es für dauerhafte und sichere Arbeitsplätze in den Unternehmen gesorgt und auch einen erheblichen Personalaufwuchs ermöglicht hat.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Trotz der Effizienz- und Produktivitätssteigerungsvorgaben haben die Netzbetreiber die Anzahl der Mitarbeiter erheblich vergrößert und damit ihre Kosten erhöhen müssen, um ihren wachsenden Aufgaben und Verantwortlichkeiten gerecht zu werden.

Begründung:

Die Netzbetreiber haben viele neue Fachkräfte eingestellt, um den wachsenden Aufgaben und Verantwortlichkeiten sowie den Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden.

Bis zum Ende der 2. Regulierungsperiode gab es mit dem Erweiterungsfaktor ein Instrument, das auch den Anstieg von Personalkosten innerhalb einer Regulierungsperiode adressiert hat. Mit Einführung des Kapitalkostenaufschlags wird der Anstieg innerhalb einer Regulierungsperiode – abgesehen von den Personalzusatzkosten – nicht mehr abgebildet, was zu erheblichen Belastungen der Netzbetreiber geführt hat. Diese Belastungen sind vor dem Hintergrund des

Osterpakets und der Transformation der Gasnetze erheblich, sofern nicht gezielt dagegen gesteuert wird.

Für die künftige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ist darauf zu achten, dass Elemente, die diesen Nachteil bislang abgemildert haben, weiter Bestand haben. Zum einen sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Anerkennung von Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu nennen. Zum anderen sind zumindest die nach dem Basisjahr entstandenen energiewendebezogenen Betriebskostensteigerungen und Kostensteigerungen durch neue gesetzliche Aufgaben innerperiodisch zu berücksichtigen.

Für Personalaufwand gilt ein striktes Budgetprinzip, was für einen eingeschwungenen Zustand vertretbar war, aber nicht für die laufende Entwicklung, in der mit massiven unterperiodischen Personalaufwüchsen zur Bewältigung der Energiewende zu rechnen ist. Kostensteigerungen für Personal werden derzeit erst mit erheblicher Verzögerung berücksichtigt. Dieses ist eines der wesentlichen Probleme, die bei der Weiterentwicklung in einer handhabbaren Art und Weise gelöst werden müssen.

D. Geänderte Anforderungen an die Regulierung

Anmerkungen/Stellungnahme:

Aufgrund der hohen Dynamik und der Transformationserfordernisse sollte die Zukunftsorientierung der Regulierung als zusätzliche Anforderung mit aufgenommen werden.

Begründung:

Sowohl die Stromnetze als auch die Gasnetze müssen sich in den nächsten Jahren massiv transformieren, jedoch in unterschiedliche Richtungen. Die bisherige Vergangenheitsorientierung der Regulierung ist an ihre Grenzen gestoßen. Im Regulierungssystem generell und in den einzelnen Instrumenten ist eine stärkere Zukunftsorientierung gepaart mit der zeitnahen Berücksichtigung von entstandenen Zusatzkosten notwendig.

Originaltext BNetzA:

Im Gasbereich setzt eine gegensätzliche Entwicklung ein: Im Gegenzug zur Elektrifizierung wird die Bedeutung von Erdgas in vielen Sektoren abnehmen, dies insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der

Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene werden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes wird in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Trotz der abnehmenden Bedeutung von Gas muss über den gesamten Zeitraum ein sicherer und wirtschaftlicher Betrieb der Gasnetze gewährleistet werden. Darüber hinaus sind aufgrund geänderter EU-Vorgaben zusätzliche Maßnahmen notwendig, um Methanemissionen zu minimieren.

Um die Wärmewende zügig und möglichst kosteneffizient abzubilden, wird es Bereiche – gerade im Umfeld von Industrie- und Gewerbekunden – geben, in denen die Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff von großer Bedeutung sein wird. Der Regulierungsrahmen muss für eine solche Transformation der Gasnetze Anreize schaffen. Dies wird mit den vorliegenden Eckpunkten noch nicht ausreichend adressiert.

Originaltext BNetzA:

Fernleitungsnetzbetreiber Gas

Anmerkungen/Stellungnahme:

Weitere regulatorische Herausforderungen sind:

- › Klimaneutralität bis spätestens 2045 führt zu einer Entbehrlichkeit der Netze für den Großteil der klassischen Versorgungsaufgaben
- › Sicherer und wirtschaftlicher Betrieb während der Transformation muss gewährleistet bleiben
- › Erhalt von Teilen der Netze für einzelne Kundengruppen, Unsicherheit bei der Umwidmung auf Wasserstoff
- › Geordneter Übergang in eine dekarbonisierte Energiewirtschaft für Betreiber und Kunden
- › Vielzahl an Kommunen innerhalb der nachgelagerten Netzbetreiber mit oder ohne abgeschlossener Wärmeplanung

- › Gleichzeitig müssen Maßnahmen zur Emissionsvermeidung und zur Erfüllung diesbezüglicher Reportinganforderungen getroffen werden

E. Ziele der Regulierung

Originaltext BNetzA:

Die Preisgünstigkeit der Energieversorgung ist weiterhin ein Kernziel des § 1 EnWG. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Regulierung weiterhin Anreize zu Erhalt und Steigerung der Kosteneffizienz setzen.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Preisgünstigkeit ist neben der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung weiterhin ein Kernziel des § 1 EnWG. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Regulierung **neben Anreizen zum vorausschauenden Netzaus- und -umbau** weiterhin auch Anreize zur Kosteneffizienz setzen.

Begründung:

Zur Erreichung des Ziels der Preisgünstigkeit sollte nicht nur auf die kurzfristige Kosteneffizienz der Netze abgestellt werden. Viel bedeutender für eine preisgünstige Energieversorgung ist die langfristige Betrachtung des gesamten Energiesystems, bei der der bedarfsgerechte Aus- und Umbau der Energienetze (Stichworte: Investitionsbedingungen, Netzintegration Erneuerbarer Energien, Redispatch, Flexibilisierung) nur einen Teil darstellt. Unstrittig ist, dass der Netzausbau für sich betrachtet zu höheren Kosten führen wird, aber volkswirtschaftlich noch höhere Kosten vermeidet und die Erreichung der energiepolitischen Ziele erst ermöglicht.

Im Sinne der Kosteneffizienz sollte auch der Aufwand von Regulierungsinstrumenten in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen.

Die Klimaziele möglichst effizient zu erreichen, sollte das Ziel sein. Essenziell für die Erreichung der Klimaziele ist eine bedarfsgerechte, leistungsfähige und resiliente Netzinfrastruktur.

Originaltext BNetzA:

Transparenz und Verständlichkeit: Eine Regulierung muss transparent sein, um auch für Investoren und Netznutzer verständlich zu sein und um das für die Transformation erforderliche Kapital möglichst günstig beschaffen zu können. Transparenz geht einher mit einer überschaubaren Komplexität des Systems, was zugleich die praktische Handhabbarkeit der Regulierungsaufgabe – angesichts einer gegebenen Ressourcenausstattung bei Netzbetreibern und Behörden – erhöht.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Transparenz und Verständlichkeit sind wichtig, sollten aber nicht zu Lasten sachgerechter Lösungen gehen und das Verhältnis von Aufwand zu Nutzen beachten.

Begründung:

Wenn an einzelnen Stellen eine gewisse Komplexität im Regulierungssystem erforderlich ist, um die richtigen Anreize zu schaffen, sollte diese sorgfältig und gut verständlich abgebildet werden. Vereinfachung ist kein Selbstzweck und auch kein Erfolgsgarant.

Die Erhebung und Veröffentlichung von Daten im Sinne der Transparenz sollten bei Netznutzern und Investoren zu einem echten Nutzen führen und keinen unverhältnismäßig hohen Verwaltungsaufwand für alle Beteiligten verursachen.

F. Aspekte für eine Überprüfung des bestehenden Regulierungsrahmens**G. Anreizregulierung****1. Grundkonzeption****Originaltext BNetzA:**

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 Fernleitungsnetzberebene angewendet werden.**Anmerkungen/Stellungnahme:**

Errichtung, Ersatz und Betrieb (und auch die Stilllegung) von Strom- und Gasnetzen und die damit verbundenen Kosten werden im Zuge der Energiewende immer stärker exogen geprägt. Die Anreizregulierung muss zur Berücksichtigung dieser Effekte entsprechend angepasst werden.

Im Strombereich könnte die grundsätzliche Systematik beibehalten werden, wenn sie um geeignete Instrumente zur Abbildung der Dynamik und exogener Einflüsse ergänzt wird. Im Sinne der Verlässlichkeit und Planbarkeit sollte die Grundkonzeption auch unter den geänderten Rahmenbedingungen nur evolutionär weiterentwickelt werden. Im Gasbereich sollte mit Blick auf die Dekarbonisierung und die damit verbundene Transformation der Gasnetze die langfristige Anwendbarkeit der Grundkonzeption bzw. einzelner Regulierungsinstrumente hinterfragt werden. Prüfmaßstab bei der Weiterentwicklung ist die Erfüllung/Ermöglichung der energie- und klimapolitischen Ziele.

Begründung:

Bei allen Anpassungen muss im Vordergrund stehen, dass diese auf die im novellierten EnWG und im Eckpunktepapier Abschnitt E definierten Ziele einzahlen:

- o Aufbau von Energiewendekompetenz/Standardisierung/Digitalisierung:

Es wird begrüßt, dass die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber in der Umsetzung der Energiewende angereizt werden und Netzbetreiber, die hier besonders hohe Kompetenz zeigen, belohnt werden sollen. Anreize für eine Standardisierung und Digitalisierung sind nur bei langen Regulierungsperioden ausreichend gegeben.

- o Flexibilisierung der Kostenentwicklung:

Der Begriff der Flexibilisierung ist in diesem Kontext nicht eindeutig. Wichtig ist die innerperiodische Berücksichtigung von Kostenentwicklungen im Zuge der Energiewende - dieser Ansatz wird begrüßt. Die Verkürzung der Regulierungsperioden löst das Problem jedoch nicht, da der Zeitverzug auch bei einer 3-jährigen Regulierungsperiode weiterhin bis zu fünf Jahre beträgt und dem Ziel der Komplexitäts- und Aufwandsreduzierung widerspricht. Ein verursachungsgerechter OPEX-Ausgleichsmechanismus auf Basis von Standardkostensätzen bei weiterem Effizienzanzreiz der fünfjährigen Regulierungsperiode wird bei sachgerechter Parametrierung im Strombereich als geeigneter gesehen.

o **Preisgünstigkeit:**

Auch in Zeiten der Transformation sollten Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung gesetzt werden. Der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und unvermeidbaren Kostenaufwüchsen in Umsetzung der Energiewende lässt sich durch Beibehalt der fünfjährigen Regulierungsperioden und einen auf die Transformationsaufgabe konkret ausgerichteten OPEX-Ausgleichsmechanismus bestmöglich lösen. Neben der kurzfristigen Preisgünstigkeit sollte auch die langfristige Kostenwirkung nicht nur auf den Netzbereich, sondern die gesamte Energiewirtschaft betrachtet werden.

o **Transparenz/Verständlichkeit/Komplexitätsreduktion:**

Auch diese Ziele werden begrüßt, sie dürfen aber nicht durch Verkürzung der Regulierungsperioden überkompensiert werden. Eine Komplexitätsreduktion darf zudem nicht zur strukturellen Verschlechterung bei werthaltigen Positionen (Verzinsungsbasis) oder den sozialen Standards (z. B. dnbK PZK, Aus- und Weiterbildung) führen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Anforderungen an Stromnetze und an Gasnetze entwickeln sich deutlich auseinander. Dies muss sich auch in der Regulierung niederschlagen. Die Dekarbonisierung der Gasversorgung wird zur dominierenden Einflussgröße für Gasnetzbetreiber, in Verbindung mit immer stärker wirkenden exogenen Vorgaben, abnehmenden Kundenzahlen sowie Absatzmengen und damit auch immer geringer werdenden Optimierungspotenzialen. Kernziel muss sein, dass der Regulierungsrahmen die Dekarbonisierung ermöglicht und unterstützt.

Begründung:

Das Wärmeplanungsgesetz und das Gebäudeenergiegesetz stellen zentrale Treiber der Wärmewende dar und beeinflussen fundamental das Gasverteilernetz. Bisher noch nicht einzuschätzen ist, welche Folgen die Gesetze bzw. die Wärmewende im Einzelnen haben. Festzustellen ist jedoch, dass z. B. Fernwärme-geeignete Kommunen einen beschleunigten Ausstieg aus der Gasverteilung suchen. Somit ist davon auszugehen, dass es für die Gasverteilung ein regional differenziertes Bild in Abhängigkeit der strukturellen Rahmenbedingungen geben

wird. Die Entwicklung der Betriebskosten im Gas hängt daher von vielen Faktoren ab, die derzeit noch schwer abschätzbar sind.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Zurückfahren der Investitionen bei Aufrechterhaltung des zunächst gleichen Umfangs des Gasnetzbetriebs einen höheren operativen Erhaltungsaufwand auslösen wird. Die Betriebskostenentwicklung muss daher im Laufe des Gasanstiegs kontinuierlich beobachtet werden. Schließlich sind regulatorisch nachteilige Wirkungen für Netzbetreiber zu vermeiden, wenn diese unter dem Aspekt der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung Investitionen in die Teile des Gasnetzes, die absehbar nicht mehr benötigt werden, weitgehend reduzieren und die technische Nutzungsdauer durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen möglichst verlängern. Auf Basis der Erkenntnisse ist dann über die Frage eines OPEX-Ausgleichsmechanismus auch im Gas zu beraten. Dabei kann auf die bis dahin vorliegenden Erfahrungen aus der Diskussion über die Anerkennung von Betriebskosten im Strom aufgebaut werden. Zum jetzigen Zeitpunkt muss zumindest gem. § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG sichergestellt werden, dass Kosten neuer gesetzlicher Aufgaben (insbes. Methanschlupf) gedeckt sind.

Originaltext BNetzA:

Denkbare Alternativen zu diesem Modell sind die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-plus vs. Yardstick-Ansatz). Beide Varianten erscheinen aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls derzeit nicht angezeigt. Welche alternativen Regulierungssysteme sollten vertieft geprüft werden?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Eine stärkere Entkopplung von Kosten mit entsprechend stärkerer Rolle des Effizienzvergleichs (Yardstick) ist aufgrund der extern geprägten Anforderungen und der Heterogenität der Netzbetreiber, die sachgerechte Effizienzvergleiche zunehmend schwieriger macht, nicht sinnvoll.

Eine stärkere Kostenorientierung ist zumindest für extern verursachte Änderungen zu prüfen. Dies muss aber nicht gesamthaft erfolgen, sondern kann gezielt nur auf solche Aspekte beschränkt bleiben. Für Gasnetzbetreiber ist mit Blick auf die Dekarbonisierung und die starken exogenen Einflüsse der perspektivische Wechsel zu einem kostenorientierteren Regulierungssystem zu prüfen.

Begründung:

Eine Entkopplung der Erlöse von den Kosten soll den Netzbetreibern Anreize zur Effizienzsteigerung setzen. Dies setzt jedoch voraus, dass die Kosten zum größten Teil vom Netzbetreiber beeinflusst werden können. Seit dem Beginn der Regulierung werden Kosten jedoch immer stärker durch exogene Einflüsse (Gesetzgeber, Klimaziele) beeinflusst.

In einer Yardstickregulierung nimmt die Bedeutung des Effizienzvergleichs zu. Aufgrund der sehr unterschiedlichen und heterogenen Entwicklung sowohl bei Strom- als auch bei Gasnetzbetreibern ist eine deutlich stärkere Orientierung der Erlöse an den Kosten der effizienten Netzbetreiber zu risikoreich und daher abzulehnen.

Originaltext BNetzA:

Drei Viertel der Verteilernetzbetreiber entscheiden sich für das sog. vereinfachte Verfahren, das eine Kostenprüfung, allerdings u.a. keine Teilnahme am Effizienzvergleichsverfahren beinhaltet. Das vereinfachte Verfahren mit seinen Prozessvereinfachungen für kleinere Netzbetreiber soll es grundsätzlich weiterhin geben. Anpassungen, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, sind im Detail zu prüfen. Gibt es Hinweise zur Weiterentwicklung des vereinfachten Verfahrens?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Das vereinfachte Verfahren sollte im Sinne der Regulierungseffizienz weitergeführt werden und für kleine Netzbetreiber attraktiv bleiben.

Es muss aber in jedem Fall ausgeschlossen werden, dass durch eine möglicherweise vermehrte Teilnahme kleiner Netzbetreiber am Regelverfahren durch die steigende Heterogenität und geringere Vergleichbarkeit das Benchmarking verzerrt wird und dies zu nicht sachgerechten oder nicht erreichbaren / nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führt.

Zur Reduzierung des Verfahrensaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden sollte eine Umstellung dahingehend erfolgen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen und nur die Teilnahme am regulären Verfahren (zu einer vorab festzulegenden Frist) angezeigt werden muss.

Begründung:

Aus Sicht der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren beschränken sich die Prozessvereinfachungen auf reduzierte Datenmeldepflichten (Effizienzvergleich, Qualitätselement, Anpassung dnbK). Mit Blick auf die angestrebte Reduzierung des Regulierungsaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden muss das vereinfachte Verfahren auch zukünftig attraktiv bleiben, um Fehlanreize zum Wechsel in das reguläre Verfahren und den damit verbundenen Mehraufwand zu vermeiden.

2. Dauer der Regulierungsperiode**Originaltext BNetzA:**

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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Transformation der Netze ist nur mit erheblichem Einsatz von Personal und betrieblichen Aufwendungen (z. B. IT-Dienstleistungen) zu schaffen. Deutlich wird dies z. B. bei den allein in den letzten zwei Jahren exponentiell gestiegenen Netzanschlussbegehren, die nur mit erhöhtem Mitteleinsatz bewältigt werden können. Es ist daher sinnvoll und sachgerecht, starke Kostenänderungen im OPEX-Bereich, insbesondere wenn sie extern verursacht/gewollt sind, schnellstmöglich in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode würde das o. g. Problem jedoch nicht lösen, sondern nur den Zeitverzug etwas reduzieren. Bei steigenden OPEX würden die in der EOG enthaltenen Ansätze auch bei Verkürzung der Regulierungsperiode immer unter den tatsächlichen OPEX liegen. Hinzu kommt die lange Zeitspanne zwischen Kostenentstehung, regulatorischer Erfassung und Abbildung in der Erlösobergrenze. Dies sind akute Probleme, welche bereits in der laufenden 4. Regulierungsperiode angegangen werden sollten. Es muss auch einen regulatorischen Anreiz geben, erforderliche Anpassungen durchzuführen.

Eine Verkürzung der Regulierungsperioden würde allerdings erheblich den Abwicklungsaufwand bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden vergrößern. Es ist nicht ersichtlich, ob die anvisierten Vereinfachungen den Mehraufwand kompensieren können. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre würde die EOG-Festlegungsverfahren zum

Dauerzustand machen. Weit vor Abschluss der Verfahren einer Periode müssten bereits die Verfahren zur Vorbereitung der nächsten Regulierungsperiode starten.

Kürzere Regulierungsperioden bedingen eine radikale Beschleunigung der Verfahren. Es steht zu befürchten, dass Pauschalierungen und Zeitdruck zu Lasten der Sachgerechtigkeit und Sorgfalt und damit letztendlich zu Lasten der Netzbetreiber und Kapitalgeber gehen. Auch wenn die konkrete Umsetzung und deren Auswirkungen noch unklar sind, bestehen hier signifikante Risiken. Dies könnte wiederum zu mehr Unsicherheit und Rechtsstreitigkeiten führen.

Mit der Umsetzung des EuGH-Urteils und der gestiegenen Ausgestaltungskompetenz der BNetzA ist der Bedarf für sorgfältige Konsultationsverfahren und ausreichenden Rechtsschutz größer geworden. Es sollten Ansätze geprüft werden, die die Anzahl und Dauer von Rechtsstreitigkeiten reduzieren können, z. B. die Einrichtung eines ökonomischen Expertengremiums bei der BNetzA und die vermehrte Anwendung von Gleichbehandlungszusagen bei Streitfällen.

Grundsätzlich besteht bei längeren Regulierungsperioden ein höherer Anreiz zu Effizienzsteigerungen, da die Netzbetreiber von den erzielten Effizienzgewinnen bis zum Ende der Regulierungsperiode profitieren. Bei kürzeren Regulierungsperioden sinkt dieser Anreiz drastisch. Um weiterhin Effizianzanreize aufrechtzuerhalten, aber energiewendebedingte Kostensteigerungen verursachungsgerecht zeitnah zu erstatten, sollten alternative Ansätze bei einer Beibehaltung der Periodenlänge von fünf Jahren geprüft werden.

Auch bei kürzeren Regulierungsperioden müssen Effizienzvorgaben gemäß § 21a EnWG erreichbar und übertreffbar sein. Es erscheint im Netzinfrastukturgeschäft kaum möglich, ermittelte Ineffizienzen zu 1/3 im ersten Jahr, zu 2/3 im zweiten Jahr und vollständig im dritten Jahr der Regulierungsperiode abzubauen. Außerdem ist fraglich, ob die angestrebte Reduzierung von Verfahrensdauer und Verfahrenstiefe zu einer ausreichenden Belastbarkeit der Ergebnisse von Effizienzvergleichen und Effizienzvorgaben führt.

Zudem deutet die BNetzA auch Änderungsbedarfe an, die wiederum zu erhöhtem Arbeitsaufwand führen würden (z. B. Kriterium Energiewendekompetenz, tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer, Volatilität von Rückstellungen).

Deshalb sollten zunächst alternative Lösungsansätze, wie z. B. ein dem Betriebskostenfaktor in Österreich vergleichbarer Ansatz, in Betracht gezogen werden. Mit diesem könnten durch eine sachgerechte Parametrierung Änderungen der Versorgungsaufgabe kurzfristig erfasst und die dadurch bedingten OPEX-Aufwüchse unter Berücksichtigung von Effizianzanreizen in der EOG abgebildet werden. Anders als beim früheren Erweiterungsfaktor entfällt durch die Fokussierung auf die OPEX die Herausforderung, sprungfixe Investitionsverläufe bzw. Kapitalkosten sachgerecht abzubilden.

Darüber hinaus sollten unabhängig von der Dauer der Regulierungsperioden im Rahmen der Kostenprüfung künftige Kostenentwicklungen verstärkt Berücksichtigung finden und ggf. über Fortschreibung von Trends der Vorbasisjahre in das Ausgangsniveau einfließen. Dazu kann z. B. gehören, dass an Stelle von Mittelwertbildungen Forecast-Rechnungen für das Nachbasisjahr berücksichtigt werden.

Unabhängig von der zukünftigen Dauer der Regulierungsperiode sollten Verfahrensabläufe und Verfahrensdauern überprüft und optimiert werden. Dabei sind auch Vereinfachungen zugunsten der Netzbetreiber ergebnisoffen zu prüfen. Eine tatsächliche Vereinfachung für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden könnte der Verzicht auf aufwändige ex-ante-Genehmigungsverfahren und die Umstellung auf Anzeigeverfahren sein, wenn die tatsächlichen Werte ex post festgestellt werden und ein Plan-Ist-Abgleich erfolgt (wie z. B. bereits beim Kapitalkostenaufschlag). Eine weitere Beschleunigung von Verfahren könnte durch die Einführung einer Genehmigungsfiktion erreicht werden, wonach Anträge bei Überschreiten einer definierten Frist automatisch genehmigt sind.

Ebenso ist es notwendig, die Nachweispflichten der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierungsverfahren deutlich zu reduzieren. Aktuell werden neben der Datenmeldung umfangreiche Berichte mit zahlreichen Einzelnachweisen bei den Regulierungsbehörden eingereicht. Hier wäre zu überlegen, ob die Einreichung von Belegen – in Anlehnung an eine Steuerprüfung – erst nach Aufforderung zu erfolgen hat.

Begründung:

Bei fünfjährigen Regulierungsperioden beträgt der Zeitverzug zwischen Kostenentstehung und regulatorischer Berücksichtigung 3 bis 7 Jahre (5 Jahre im Mittel). Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre reduziert sich der Zeitverzug auf 3 bis 5 Jahre (4 Jahre im Mittel).

Die 5. Regulierungsperiode Strom würde, unabhängig von ihrer Dauer, im Jahr 2029 unter Berücksichtigung der Kosten im Basisjahr 2026 starten. Bei einer Verkürzung auf drei Jahre würde die sechste Regulierungsperiode im Jahr 2032 starten. Dies wäre das erste Jahr, in dem die angekündigte schnellere Berücksichtigung von Kostenentwicklungen greifen würde. Das ist deutlich zu spät, denn schon jetzt ist die Energiewende spürbar und die Beschleunigung durch das Osterpaket ist bis 2030 umzusetzen. Zum anderen löst eine Periodenverkürzung die Kostenunterdeckung nur unzureichend, da weiterhin allein auf die Vergangenheit abgestellt wird und keine Anpassung innerhalb der Regulierungsperiode erfolgt.

Energiewendebedingt werden die (Strom-) Netzkosten mittel- und langfristig weiter steigen. Netzbetreiber haben auch bei kürzeren Regulierungsperioden weiterhin ein erhebliches

Risiko, dass ihre OPEX in der Regulierung unterdeckt sind, da sie weiterhin den Kosten „hinterherlaufen“. Bei den für die Stromnetzbetreiber stark anwachsenden Aufgaben ist dies schon vorhersehbar. Eine vergangenheitsorientierte Prüfung („in der Prüfpraxis könnte grundsätzlich eher von einer Durchschnittsbildung ausgegangen und verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt werden.“, Eckpunktepapier S. 14) ist insofern ein untaugliches Instrument, weil über die Durchschnittsbildung noch nicht einmal die aktuellen Kosten aus dem Basisjahr vollständig berücksichtigt würden. Dies würde die Intention der zeitnäheren Anerkennung von operativen Kosten konterkarieren. Netzbetreiber, die die Energiewende umsetzen, würden somit weiterhin – trotz steigender Leistungsfähigkeit – bestraft.

Dem Ziel der „Flexibilität in der Kostenanerkennung“ würde durch eine Verkürzung der Regulierungsperioden nicht Rechnung getragen. Die Kostenaufwüchse bestimmter Kostenarten-gruppen blieben weiterhin bestehen.

Insbesondere bei einigen Landesregulierungsbehörden bestehen teils jahrelange Bearbeitungsrückstände. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode würde die Abarbeitung von Altverfahren noch weiter verzögern. Hinzu käme noch der Umstellungsaufwand aufgrund möglicher Anpassungen im Regulierungsrahmen. Ohne tiefgreifende, derzeit jedoch noch nicht absehbare Verschlinkung aller mit der Kostenprüfung im Zusammenhang stehenden Prozesse und Nachweispflichten kann dies auf beiden Seiten nicht gelingen.

Vor allem im Stromnetz besteht bereits in der 4. Regulierungsperiode Handlungsbedarf für eine Lösung der OPEX-Dynamik, der mit dem vorgeschlagenen Ansatz nicht adressiert wird.

Originaltext BNetzA:

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?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Dauer der Regulierungsperiode korreliert unzweifelhaft mit der Anreizwirkung. Daher ist eine ausreichend lange Regulierungsperiode von 5 Jahren elementar, um Netzbetreibern Anreize und Möglichkeiten zur Umsetzung kostensenkender Effizienzsteigerungen und Innovationen zu geben, von denen letztendlich die Verbraucher profitieren.

Bei tendenziell steigenden Kosten können auch bei kürzeren Regulierungsperioden die effizienten Netzkosten nicht durch Netzentgelte im jeweiligen Jahr gedeckt werden. Der dauerhafte Nachlaufeffekt und das Risiko aus unberücksichtigten OPEX-Steigerungen außerhalb der Basisjahre belasten die Netzbetreiber und führen zu Fehlanreizen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Grundsätzlich gibt es mehrere Instrumente, mit denen Kostenänderungen unter Erhalt von Effizienzanreizen kurzfristiger in der Erlösobergrenze abgebildet werden können. Aus Sicht des BDEW sollten insbesondere ein OPEX-Anpassungsmechanismus und eine echte Durchreichung bestimmter Kosten (z. B. volatile Kostenanteile / dnbK) vertieft diskutiert werden.

Alternativ zur Verkürzung der Regulierungsperioden gibt es in der Regulierungspraxis bewährte Lösungsansätze, z. B. den „Betriebskostenfaktor“ in Österreich. Ein solcher Ansatz adressiert ebenfalls die von der BNetzA identifizierte zunehmende Dynamik, allerdings ohne den hohen zusätzlichen bürokratischen Aufwand durch häufigere Kostenprüfungen zu verursachen und unter Beibehaltung (technologieoffener) Effizienzanreize für Netzbetreiber.

Ein auf deutsche Erfordernisse adaptierter OPEX-Ausgleichsmechanismus könnte anhand einfacher geeigneter Parameter erfolgen, beispielsweise Zuwachs von Erneuerbarer Erzeugung, E-Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen sowie der technische Bedarf an Leistungserhöhung/Kapazitätswachstum insbesondere in Folge der Transformation des Gasnetzes und der kommunalen Wärmeplanung. Der höhere Zuwachs (im Vergleich zum Basisjahr) multipliziert mit brancheneinheitlichen Standardkosten pro Parameter kann jährlich innerhalb der Regulierungsperiode die OPEX-Lücke ausgleichen.

Die Anreize für Kosteneffizienz würden dabei erhalten bleiben, da neben dem weiterhin bestehenden EOG-Budget ein weiterer Budgetansatz mit Standardkostensätzen für den OPEX-Aufwuchs Anwendung fände, der Netzbetreiber also Anreize hätte, die veränderte Versorgungsaufgabe möglichst effizient zu erfüllen.

Die Treffsicherheit und Umsetzbarkeit ist durch die Beschränkung auf wenige, sorgfältig ausgewählte Parameter gewährleistet, d. h. nur jene Netzbetreiber, die einen tatsächlichen Aufwuchs haben, erhalten eine Anpassung (keine sog. „Windfall Profits“). Ein Zeitverzug könnte

durch einen Plan-Parameter mit anschließendem Ist-Abgleich vermieden oder durch kurzfristig nachlaufende Ist-Werte reduziert werden. Durch Standardkosten wird zudem ein hoher Anreiz zur effizienten Umsetzung gesetzt. Zudem kann dieser flexible Mechanismus im Zeitverlauf auf Basis der gesammelten Erfahrungen und Entwicklungen angepasst und bei Entfall der Notwendigkeit auch wieder ausgesetzt werden. Dies zeigen insbesondere die praktischen Erfahrungen im österreichischen Regulierungssystem. Das Nebeneinander eines solchen Mechanismus mit dem KKAuf ist nicht unsystematisch oder redundant, da beide Mechanismen überschneidungsfrei unterschiedliche Kosten (jeweils nur OPEX oder CAPEX) adressieren.

Bei der Ausgestaltung sind so auch die Lehren bezüglich der Schwächen aus dem ehemaligen Erweiterungsfaktor berücksichtigt und behoben.

Zudem hat ein solcher pragmatischer Ansatz den Vorteil, dass er bereits in der 4. Regulierungsperiode als additives Element in die Regulierungsformel implementiert werden kann.

Der BDEW erarbeitet derzeit gemeinsam mit den Netzbetreibern einen konkreten Umsetzungsvorschlag für einen OPEX-Ausgleichsmechanismus, den wir im Rahmen des weiteren Konsultationsprozesses gerne mit der BNetzA diskutieren möchten.

Eine weitere Möglichkeit, schnell hochlaufende Kosten erlösseitig anzuerkennen, läge darin, bestimmte nicht aktivierungsfähige Kostenpositionen mit hoher Dynamik, z. B. Kosten für Personal und Kosten für IT/Digitalisierung, als volatile Kostenanteile zu deklarieren.

Die aus der Transformation resultierenden Investitionsanstiege sowie gestiegenen Kundenanfragen und -anschlüsse seit dem letzten Basisjahr können nicht allein mit den bestehenden Ressourcen umgesetzt werden. Es bedarf hierfür mehr Personal, Dienstleister und auch IT-Systeme, die notwendig werden, um die massiven Investitionszuwächse und Kundenanfragen im bestehenden System zu koordinieren und umzusetzen. Daraus entstehen stark ansteigende nicht aktivierungsfähige Betriebsaufwendungen, die eine zeitnahe Überführung von Kosten in Erlöse notwendig werden lassen.

Bei den IT-Kosten führen insbesondere Standardisierungen und Digitalisierung zu Kostenaufwüchsen bzw. Kostenverschiebungen. IT-Anbieter stellen verstärkt auf sogenannte Software-as-a-Service-Lösungen (SaaS) um. Das ist ein allgemeiner Trend, den auch die Netzbetreiberbranche zu spüren bekommt. Damit können bisher als Investitionen geplante IT-Anschaffungen für Netzbetreiber nicht mehr umgesetzt werden und führen im Vergleich zum Basisjahr zu gestiegenen operativen IT-Kosten. Netzbetreiber haben sehr wenig Möglichkeiten, dem auszuweichen. Der Rest muss über SaaS-Lösungen umgesetzt werden.

Darüber hinaus sind absehbar weitere unterperiodische Kostenanstiege zu erwarten, die aus den wachsenden, europäischen Vorgaben zur Sicherheit in kritischen Infrastrukturen (NIS-2-Richtlinie) resultieren. Für diese exogen bedingten Kostenaufwüchse im OPEX-Bereich

innerhalb einer Regulierungsperiode bedarf es einer Lösung. Auch hierzu sind im österreichischen Regulierungssystem Betriebskostenfaktoren angelegt, die einen relevanten Anstieg der OPEX nach dem Basisjahr 2021 erlösseitig berücksichtigen könnten.

Begründung:

Eine zeitnahe Kostenanerkennung, die sich an der Entwicklung der sich stark verändernden Versorgungsaufgabe und neuen gesetzlichen Anforderungen orientiert, könnte die Kostenunterdeckung reduzieren. Die Veränderung der Versorgungsaufgabe erfordert Netzausbau und -ertüchtigung, um lastseitig die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme und erzeugungsseitig den raschen Ausbau regenerativer Energiequellen zu erreichen. Ebenso müssen die Netze stärker digitalisiert und „smart“ gemacht werden. Hierzu sind enorme Investitionen in den nächsten Jahren notwendig. Diese Investitionsanstiege können nicht allein mit den bestehenden Ressourcen (Personal, Dienstleistungen, etc.) umgesetzt werden. Es bedarf mehr Personal und auch IT-Systemdienstleistungen für die Koordination, um die massiven Netzinvestitionserfordernisse zu realisieren.

Darüber hinaus entstehen durch gesetzliche und behördliche Vorgaben immer mehr neue Aufgaben und Anforderungen an den Netzbetrieb (z. B. NAP, Internetplattform § 14e EnWG, KRITIS, Umsetzung § 14a EnWG-Vorgaben, Blindleistungsbeschaffung, Umsetzung der Roadmap Systemstabilität des BMWK, Umsetzung der PV-Strategie etc.), die auch zusätzliches Personal und damit zusätzliche Betriebsaufwendungen erfordern, die noch nicht in der Kostenbasis 2021 enthalten waren. U. a. erwartet das BMWK für die Umsetzung der Roadmap Systemstabilität von den Netzbetreibern hohes Engagement und sieht auch die Notwendigkeit von zusätzlichen personellen Ressourcen. Für alle diese Aufgaben fallen Kosten an, die häufig nicht aktivierungsfähig sind, da es sich im Wesentlichen um koordinative und prozessuale Sachverhalte handelt.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Hier verweisen wir auf unsere Ausführungen zu den Punkten zuvor.

3. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

Originaltext BNetzA:

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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Einstufung als dnbK erfolgte bisher nicht nur aufgrund von Werthaltigkeit und Exogenität, sondern auch danach, ob diese Kostenpositionen einem Effizienzdruck unterliegen sollen und dies die gewünschten Anreize setzen würde. Dieser Aspekt hat weiterhin Relevanz und sollte nicht fallen gelassen werden. Ebenso ist das Kriterium der Volatilität bei der Einstufung von Kosten als dnbK zu berücksichtigen.

Begründung:

Generell muss gelten, dass Komplexitätsabbau nicht als Einfallstor für eine generelle Schlechterstellung von Netzbetreibern dienen darf. Kostensenkungen bei Personalzusatzkosten wären aktuell nur durch die Senkung sozialer Standards zu erreichen, was nicht das Ziel der Anreizregulierung sein kann.

Durch Personalzusatzkosten sollten keine verzerrenden Effekte zwischen den Netzbetreibern im Effizienzvergleich auftreten. Der Katalog ist im Hinblick auf den Effizienzvergleich entsprechend zu prüfen und ggf. zu überarbeiten. Darüber hinaus ist die Prüfung bzw. Bereitstellung der entsprechenden Kostenpositionen im Rahmen der Kostenprüfung nicht komplex. Es handelt sich in der Regel um – im Wesentlichen – unveränderte Vereinbarungen aus der Vergangenheit, die schon zu früheren Zeitpunkten geprüft wurden. Lediglich neue Vereinbarungen werden entsprechend geprüft.

Kosteneinsparungen bei Aus- und Weiterbildung stünden dem Bestreben, die Energiewende sowie die Herausforderungen der Digitalisierung mit qualifiziertem und motiviertem Personal zu bewältigen, entgegen.

Ergänzend zu den Personalzusatzkosten und den Kosten für Aus- und Weiterbildung sind auch weiterhin die rein exogen getriebenen Steuerpositionen (z. B. Energiesteuer, Grundsteuer) zu berücksichtigen. Darüber hinaus sollten zukünftig auch alle Kosten, welche durch Marktdynamiken sowie durch Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber, Versorgungsverpflichtungen und -sicherheit entstehen, im Rahmen der dnbK berücksichtigt werden, da diese maßgeblich exogen getrieben sind und den aktuellen Effizienzvergleich bereits heute deutlich

verzerrten. Gleiches gilt für Kostenpositionen mit hohem volatilen Charakter. Ein entsprechender Effizienzdruck wirkt sich in diesen durch die Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Positionen kontraproduktiv aus. Grundsätzlich müssen alle exogen getriebenen Kosten vollständig refinanzierbar sein.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Unter dem Kriterium Exogenität sind auch geänderte Vorgaben aus gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben einzuordnen (§ 21 Absatz 2 EnWG). Neben Werthaltigkeit und Exogenität ist auch die Volatilität wesentlich.

Darüber hinaus sollte eine heterogene Betroffenheit der Netzbetreiber auch als Anlass zur Prüfung der Kategorisierung herangezogen werden, da hier insbesondere die Gefahr besteht, dass sich dadurch ein verzerrtes Bild im Rahmen des Effizienzvergleichs ergibt.

Eine Festschreibung der Werthaltigkeit i. S. v. Prozent-Anteil der Erlösbergrenze als Kriterium wäre weniger geeignet, da der Anteil von Jahr zu Jahr (stark) schwanken kann. Gerade die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen sind in Abhängigkeit der Zinsentwicklung sowie der Sterbetafeln exogen bestimmt und schwanken (zum Teil sehr) stark.

Begründung:

Ein neu geschaffener Effizienzdruck auf Sozialleistungen widerspricht der gesamtgesellschaftlichen Zielstellung, die Energiewende zu beschleunigen. Insbesondere auch die Volatilität ist ein hinreichendes Kriterium dafür, dass exogene Faktoren ursächlich für die starken Schwankungen sind (z. B. Schwankungen der Marktpreise für im Rahmen des Netzbetriebs eingesetzte Energie). Zudem können Kosten auch aus der Besonderheit der Versorgungsaufgabe resultieren, was sich unter anderem in einem heterogenen Kostenanfall bei den verschiedenen Netzbetreibern widerspiegelt. In diesem Fall sind die Kosten für die betroffenen Netzbetreiber nicht beeinflussbar.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Kosten und kostenmindernde Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (heute: § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV) sollten weiterhin dnbK bleiben.

Für die Umsetzung der Energiewende benötigen die Netzbetreiber Fachpersonal. Im Arbeitsmarkt stehen diese dabei mehr und mehr im Wettbewerb um gut ausgebildete Mitarbeitende. Eine Streichung der oben genannten Kosten aus dem Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten würde zu einem Wettbewerbsnachteil im Werben um Fachkräfte führen. Der Effizienzgedanke der Anreizregulierung darf nicht zu einer Absenkung von Sozialstandards für die Mitarbeitenden führen.

Besonders hervorzuheben sind die Kosten und Erlöse aus der Altersversorgung.

Der Verlauf der Kosten für die Altersversorgung ist weitgehend exogen vorgegeben und zudem hoch volatil. Neben Sterbetafeln, Rententrends und Kapitalisierungszinssätzen sind verhandelte Tarifabschlüsse die entscheidenden Parameter. Tarifabschlüsse müssen mit Blick auf die BNetzA-Kriterien "Energiewendekompetenz" und "Wettbewerb" angemessen berücksichtigt werden, denn ohne Allokation und Bindung von Mitarbeitern kann der Netzbetreiber seinen Anforderungen nicht gerecht werden. Es gibt keine Belege dafür, annehmen zu dürfen, dass werthaltige Kostensprünge zukünftig ausbleiben. Altersversorgungskosten resultieren aus historischen Regelungen, auf die Effizienzmaßnahmen faktisch ausgeschlossen sind und die deshalb als dauerhaft nicht beeinflussbar anzusehen sind. Darüber hinaus sind sie auch exogen beeinflusst, da die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen durch die Entwicklungen an den Finanzmärkten beeinflusst werden.

Die Stichtagsregelung zu den Personalzusatzkosten (PZK) sollte angepasst werden, um Hemmnisse in der Weiterentwicklung und Modernisierung der Vergütungsstrukturen zu beseitigen.

Kosten für Aus- und Weiterbildung sollten weiterhin dnbK bleiben, da dies die Bemühungen der Netzbetreiber, bei Digitalisierung und Energiewendebeschleunigung besser zu werden, unterstützt. Bei Aus- und Weiterbildungskosten sollte die BNetzA den Netzbetreibern vertrauen, dass diese selbst am besten wissen, welche Kapazitäten sie wann in welchen Fakultäten benötigen. Ein Effizienzdruck wäre hier kontraproduktiv, weshalb diese Kosten weiterhin dnbK bleiben sollten. Vielmehr sollte dies auch deshalb gefördert werden, um der auch bei

Netzbetreibern zunehmenden Demografieproblematik entgegenzuwirken und der Energiewende damit einen entscheidenden Schritt nach vorne zu ermöglichen.

Die kostenmindernd anzusetzenden Auflösungserträge aus Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen müssten systematisch dnbK bleiben bzw. systematisch in den Kapitalkostenabgleich einbezogen werden.

Die noch zu regelnden Erlöse für MsbG-Kosten, für welche das relevante Eckpunktepapier der BNetzA eine dnbK-Lösung vorsieht, sollten dann auch weiter als dnbK abgebildet werden.

Grundsätzlich sollten gemäß § 21 Abs. 2 EnWG Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber über dnbK berücksichtigt werden, solange keine angemessene Abbildung in der Ausgangsbasis erfolgt ist. Aktuell zu nennen sind hierzu u. a. die EU-Methanemissionsverordnung, das KRITIS-Dachgesetz, das Verbot von SF-6, Kosten der Netzbetreiber für die anteilige Preisobergrenze intelligenter Messsysteme und 450 MHz. Entsprechende Umsetzungen sind auch bereits für die 4. Regulierungsperiode vorzusehen.

Die Aufnahme von Redispatch-Kosten ist ebenfalls zwingend geboten, da aktuell der EE-Zubau wesentlich schneller voranschreitet als der Netzausbau möglich ist. Gemäß dem Eckpunktepapier führen dabei insbesondere Verzögerungen der Netzausbau-Genehmigungsverfahren zu einem Bedarf an Redispatch, sodass die hierauf basierenden Kosten als exogen verursacht anzusehen sind. Sofern Redispatch-Kosten als dnbK eingestuft werden, ist ebenfalls zu prüfen, inwieweit die korrespondierenden Strukturparameter (installierte dezentrale Leistung) im Effizienzvergleich entsprechend um die abgeregelte Leistung korrigiert werden müssen.

Um die Prüfungen der dnbK für die Regulierungsbehörden zu vereinfachen, könnte geprüft werden, die dnbK im Rahmen einer Festlegung nach § 6b EnWG jährlich auszuweisen.

Kosten, welche in direktem Zusammenhang mit der Sicherstellung der Versorgungslage entstehen und in der Kooperationsverpflichtung nach § 20 Abs. 1b EnWG begründet sind, womit sich die Verpflichtung über das eigene Netz hinaus erstreckt, sind ebenfalls als dnbK einzustufen bzw. mindestens nicht in den Effizienzvergleich einzubeziehen.

Kosten der Verteilernetzbetreiber zur Beschaffung von Energie zur Deckung von Netzverlusten sollten unverändert als volatiler Kostenanteil eingestuft werden. Neben den Preiseffekten sollten zukünftig hierbei auch infolge der Energiewende steigende Mengen einbezogen werden.

Begründung:

Der aktuell stattfindende Personalaufbau während der Regulierungsperiode wird selbst unter Berücksichtigung aller in den Thesen enthaltenen Änderungsvorschläge erlösseitig nur unzureichend abgebildet. Die Personalzusatzkosten (PZK) werden im Lichte der künftigen

Herausforderungen auf Grund höherer Personalbedarfe bei weiter wachsendem Fachkräftemangel ansteigen. Eine Chance, diesen erheblichen Mehrbedarf an hochqualifiziertem Personal zu decken, hängt ganz wesentlich von nachhaltig konkurrenzfähigen Vergütungsangeboten und Weiterbildungen ab. Weiterhin handelt es sich bei den PZK um Kostenanteile, bei denen keine Effizienzvorgabe umsetzbar ist. Eine Abschaffung bestehender Kostenanerkennungen, insbesondere hinsichtlich Betriebsrenten und Ausbildung, würde die falschen Signale senden und dahingehende politische Ziele konterkarieren.

Originaltext BNetzA:

Wo die Exogenität einer Kostenposition als solche nicht klar fassbar ist, könnten die Gleichartigkeit, mit der die Kosten bei den verschiedenen Netzbetreibern anfallen, sowie die Volatilität der Kostenentwicklung als Hilfskriterien verwendet werden.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Gleichartigkeit der Betroffenheit ist ein wesentlicher Aspekt bei der Frage der Einbeziehung in den Effizienzvergleich, aber kein Kriterium für die Einstufung als dnbK. Gerade dann, wenn die Exogenität nicht klar erfassbar ist, aber vermutet werden kann, ist es notwendig, dass Kostenpositionen, die zwischen den Netzbetreibern unterschiedlich sind, nicht in den Effizienzvergleich miteinbezogen werden.

Eine Einstufung als dnbK kann jedoch auch allein aufgrund der fehlenden Abbildung in der EOG notwendig sein, unabhängig von der Gleichartigkeit der Betroffenheit. Darüber hinaus ist ein volatiler Charakter ein Anzeichen dafür, dass es sich bei Kosten um exogen getriebene und damit nicht beeinflussbare Positionen handelt.

Originaltext BNetzA:

Ein reduzierter Katalog der dnbK würde bei einer verkürzten Regulierungsperiode nicht so erheblich wirken, wie dies bei der bisherigen fünfjährigen Regulierungsperiode der Fall wäre, da Kostenänderungen ohnehin im System kurzfristiger nachgefahren werden können.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Auch ein „kurzfristigeres Nachfahren“ beinhaltet ein erhebliches systematisches Risiko, dass bestimmte Kosten nicht durch Netzentgelte refinanziert werden können. Wie schon zur Länge

der Regulierungsperiode ausgeführt, verbleibt per se ein Zeitverzug von 3-5 Jahren. Eine Verringerung der Lücke ist keine systematische Lösung. Zudem berücksichtigt diese Argumentation den Effizienzvergleich nicht, in dessen Rahmen ein reduzierter Katalog der dnbK insbesondere bei volatilen und/oder heterogen verteilten Kosten zu einer weiteren Verzerrung führen würde.

4. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Originaltext BNetzA:

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 PF sind zu erwägen.

Anmerkungen/Stellungnahme:

In Anreizregulierungssystemen mit mehrjährigem Budgetprinzip ist die Fortentwicklung der Preis- bzw. Erlösbergrenzen innerhalb der Regulierungsperiode mit einem Inputpreis- und einem Produktivitätsfaktor ein regelmäßiger Bestandteil der Regulierung, um technischen Fortschritt einerseits und Steigerungen bei den Einstandspreisen andererseits in den zugestanden Preisen bzw. Erlösen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden.

Es gibt grundsätzlich in jedem Sektor einer Volkswirtschaft technischen Fortschritt / eine sektorspezifische Entwicklung der Gesamtfaktorproduktivität. Darunter ist der Sachverhalt zu verstehen, dass ein bestimmtes Produkt im Zeitablauf mit weniger Inputmengen hergestellt werden kann. Technischer Fortschritt wirkt kostensenkend und kann in einer Regulierung mit Budgetansatz berücksichtigt werden, um Produktivitätsfortschritte innerhalb der Regulierungsperiode an die Kunden weiterzugeben.

Gleichermaßen wie der technische Fortschritt ist in der Regulierung die Entwicklung der Inputpreise für Löhne, Kapital und Vorleistungen zu berücksichtigen. Inputpreissteigerungen wirken kostenerhöhend. Abhängig davon, ob die gewichtete Entwicklung der Inputpreise die sektorspezifische Produktivitätsentwicklung übersteigt, sind die regulierten Erlöse anzuheben oder zu senken.

Ein Produktivitätsfaktor, der sowohl die netzwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung als auch die sektorspezifische Inputpreisentwicklung abbildet, ist also weiterhin in der Anreizregulierung zu berücksichtigen. Bei dessen Ermittlung sind ergänzend zum bisherigen Vorgehen

unbedingt sowohl Absicherungen der methodischen Ermittlungsweise als auch die tatsächliche Realisierbarkeit der Produktivitätsvorgaben für die künftige Periode zu berücksichtigen.

Neben der Entwicklung von Inputpreisen und technischem Fortschritt ist darüber hinaus im Falle einer Erlösobergrenzenregulierung auch die Entwicklung der Outputmenge zu berücksichtigen. 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.

Es ist entscheidend, für die Fortschreibung der Erlöse einen jährlich aktualisierten Wert für die Inputpreisentwicklung zu verwenden. Dies steht im Gegensatz zur Entwicklung der Gesamtfaktorproduktivität, die ein langfristiges Konzept darstellt und geringeren jährlichen Schwankungen unterliegen sollte. Empirisch ist die Gesamtfaktorproduktivität also über einen längerfristigen Betrachtungszeitraum zu ermitteln, kurzfristige Preisschwankungen bei den Inputpreisen sollte dagegen durch einen möglichst aktuellen Wert für die Inputpreise aufgefangen werden.

In diesem Zusammenhang ist auch der Zeitverzug von zwei Jahren bei der Anwendung des VPI und des generellen Produktivitätsfaktors auf die Erlösobergrenze zu beseitigen. Im gegenwärtigen System werden die genehmigten Kosten des Basisjahres (2021) lediglich mit einer einjährigen VPI-Xgen Änderung für das Jahr 2024 angepasst. Sachlich richtig wäre eine dreijährige Kumulation von VPI und Xgen, um die Kostenänderung über die drei Jahre abzubilden.

Die bisherige behördliche Praxis hat eine Vielzahl methodischer Fragen und Kritikpunkte aufgeworfen. Grundsätzlich sollten die Ergebnisse empirischer Abschätzungen daher mittels verschiedener Methoden und Datengrundlagen plausibilisiert werden. Eine überspezifizierte Vorfestlegung von Methoden und Datengrundlagen in Rahmen- und Methodenfestlegungen sollte daher vermieden werden.

Mit Blick auf den für die Xgen-Ermittlung notwendigen Arbeitsaufwand bei Netzbetreibern und BNetzA und die hohen Schwankungsbreiten und Unsicherheiten bei den Berechnungen könnte zukünftig ggf. mit einer vorgelagerten Erheblichkeitsprüfung geklärt werden, ob sich für die Netzbranche überhaupt eine signifikant von der Gesamtwirtschaft abweichende Produktivitätsentwicklung ermitteln und in die Zukunft fortschreiben lässt. Bei Nichtüberschreitung der Erheblichkeitsschwelle könnte auf die Festlegung eines Xgen verzichtet werden und eine Inflationierung ausschließlich mit dem VPI erfolgen.

Begründung:

Wie die BNetzA bei den Thesen zu den Effizienzvergleichen feststellt, stehen die Netzbetreiber sowohl im Strom als auch im Gas vor großen Transformationsprozessen. Bei vielen der

anstehenden Herausforderungen stellt sich jedoch grundsätzlich die Frage, wie genau sich ein technischer Fortschritt manifestieren sollte. So ist nicht offensichtlich, welche technologischen Fortschritte beispielweise etwa bei der Stilllegung von Gasnetzen dazu führen, dass der entsprechende Netzbetreiber anschließend im Verlauf der Regulierungsperiode von technologisch bedingten Effizienzgewinnen profitieren sollte. Solche Beispiele verdeutlichen, dass sich die Fragen des technologischen Fortschritts sowohl für die Stromnetz- als auch für Gasnetzbetreiber in einem ganz neuen Licht stellen werden. Ein Aufsetzen auf der bisherigen Vorgehensweise mit der grundsätzlichen Fortschreibung der vergangenen Entwicklung in die Zukunft ist in einer Phase des Umbruchs nicht zielführend.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Grundsätzlich nein. Sowohl im Strom- als auch im Gasbereich ist eine Anpassung für steigende Einstandspreise notwendig. Die Möglichkeiten für technischen Fortschritt und hohe Produktivitätswachstumsraten dürften sowohl im Gas- als auch im Stromnetzbetrieb aufgrund der hohen Kapitalintensität, einer zunehmend komplexer werdenden Versorgungsaufgabe (Strom) und eines eher schrumpfenden Gassektors gering sein.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Grundsätzlich ist im Rahmen einer Erlösbergrenzenregulierung neben der Entwicklung von Inputpreisen und Produktivitätswachstum auch die Entwicklung der Outputmengen zu berücksichtigen.

5. Effizienzinstrumente

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Grundsätzlich befürworten wir die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung.

Die Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind weiterhin gesetzliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und nicht Effizienzvorgaben unterworfen werden. Sicherheitsmechanismen wie die Best-of-Four Abrechnung sind bei einer Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beizubehalten.

Ebenso sollte der Abbauperiodenzeitraum für ineffiziente Kosten nicht verkürzt werden. Die Erreichbarkeit von Effizienzvorgaben wird wesentlich beeinflusst von der Dauer einer Regulierungsperiode. Eine um 40 % verkürzte Regulierungsperiode (von fünf auf drei Jahre) würde mit einem auf die Regulierungsperiode bezogenen Abbaupfad unter Umständen zu drastisch steigenden Effizienzvorgaben führen, die häufig nicht mehr erreichbar und schon gar nicht übertreffbar sein werden.

Die Heterogenität der Netzbetreiber sowie des jeweiligen Umfelds (z. B. kommunale Wärmepläne) muss im Modell umfänglich gewürdigt werden. Dazu sollten entsprechend wissenschaftlich anerkannte Methoden getestet werden. Auch muss die Ausreißeranalyse vor diesem Hintergrund intensiviert und mindestens mehrstufig durchgeführt werden, um unsachgerechte Effizienzvorgaben z. B. durch verdeckte Ausreißer (Masking-Problem) zu vermeiden. Insbesondere ist zukünftig auch zu untersuchen, ob die unterschiedliche Umsetzung der Energiewende bei den Netzbetreibern zu neuen Heterogenitäten und Kostenstrukturen führen.

SFA und DEA sind zwei grundsätzlich unterschiedliche Methoden, die unterschiedliche Anforderungen an die Datenqualität und Ausreißeranalyse stellen. Um beide Methoden wissenschaftlich bestmöglich anzuwenden, sollte grundsätzlich eine unterschiedliche Parametrierung beider Modelle möglich sein.

Generell sollten strenge Effizienzvorgaben vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen von geringerer Priorität als in der Vergangenheit sein. Insbesondere vor dem

Hintergrund der Diskussion um eine mögliche Verkürzung der Regulierungsperioden auf nur noch 3 Jahre ist eine entsprechende Verschärfung der Effizienzvorgaben im Hinblick auf einen kürzeren Abbaupfad abzulehnen. Es ist daher eine Abmilderung der Effizienzvorgaben (z. B. durch Streckung des Abbaupfades) umzusetzen, die den Netzbetreibern Spielräume zur Umsetzung neuer Best-Practice-Ansätze lässt.

Vereinfachungen könnten z. B. in der Datenerhebung liegen.

Es sollte überprüft werden, welche Parameter, die in den bisherigen Kostentreiberanalysen nicht verwendet wurden oder aus anderen Gründen entbehrlich sind, nicht mehr erhoben werden. Parameter, die im Zusammenhang mit dem vorausschauenden Netzausbau stehen (z. B. installierte Trafoleistung) sollten hingegen weiterhin erhoben werden, da auf Grund der Elektrifizierung der Energieversorgung die Leistungsbedarfe in den Stromnetzen stark zunehmen werden. Allein auf die Lastentwicklung abzustellen, würde nicht ausreichen, da diese dem Netzaus- und -umbau regelmäßig hinterherläuft.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen sollte auch geprüft werden, ob die sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden abgebaut werden müssen, analog zur Einführung der Anreizregulierung 2009. Im Wachstumspfad würde hierdurch der Effizienzdruck auf die OPEX etwas verringert werden.

Begründung:

Effizienzvorgaben müssen auch zukünftig für die Netzbetreiber erreichbar und übertreffbar sein. In diesem Kontext spielt die Vergleichbarkeit der berücksichtigten Netzbetreiber eine wichtige Rolle. Bei den bisherigen Effizienzvergleichen bestand die Herausforderung vor allem darin, den strukturellen Unterschieden in der Versorgungsaufgabe Rechnung zu tragen. Ein Abstellen auf geografische, geologische oder topografische Merkmale sowie strukturelle Besonderheiten der Versorgungsaufgabe, wie es heute in der ARegV verlangt wird, ist weiterhin zwingend erforderlich, reicht zukünftig jedoch nicht mehr aus. Die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern wird zukünftig durch weitere Einflussfaktoren gekennzeichnet sein, die stärker als früher exogen getrieben werden. Schließlich ist auch zu beachten, dass die Versorgung mit und der Ausbau von Infrastrukturen verschiedener Energieträger immer mehr voneinander abhängig sind. So ist die effiziente Entwicklung von Gasnetzen von der Entwicklung der Stromnetze, der Wärmenetze oder der Wasserstoffversorgung abhängig. Dabei befinden sich die Netzbetreiber bereits heute in unterschiedlichen Stadien dieser Transformation.

Innerhalb der Benchmarkingmethoden sollte z. B. durch eine unterschiedliche Parametrierung stärker differenziert werden können, um der Heterogenität der Netzbetreiber besser Rechnung zu tragen. Damit können die Vorteile der jeweiligen Methoden im Hinblick auf die

Ermittlung von unverzerrten Effizienzwerten genutzt werden, sei dies in Bezug auf die Anzahl der Parameter oder in Bezug auf die gewählten Strukturparameter. Wichtig in diesem Zusammenhang ist zudem, dass neben Methodenvielfalt auch der Tatsache Rechnung getragen wird, dass sich die Netzbetreiber in unterschiedlichen Phasen der Transformation befinden, was sich nicht zuletzt in unterschiedlichen Kapitalkosten widerspiegelt. Folglich bleibt das Festhalten an „Best-of-Four“ eine notwendige Bedingung.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Der BDEW sieht die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung Dekarbonisierung sehr kritisch. Die Gasnetzbetreiber werden sich zukünftig in verschiedene Richtungen entwickeln (Stilllegungen, Umbau z. B. in Richtung Wasserstoff und Sicherstellung der Versorgungssicherheit), was einen Effizienzvergleich an dieser Stelle unmöglich macht.

Es ist zwingend erforderlich, dass ein Effizienzvergleich kein Transformationshemmnis für die Gasnetze darstellt. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs an sich bereits ein Transformationshemmnis darstellt, da es Entscheidungen erschwert und verlangsamt. Vor diesem Hintergrund kann die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gas auch aus diesem Grund zielführend sein.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch exogene Faktoren (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich.

Mit Blick auf die bisherigen Verfahrensdauern ist schwer vorstellbar, dass bei einer weiterhin 5-jährigen Regulierungsperiode, insbesondere aber bei einer verkürzten Regulierungsperiode, jeweils eine sorgfältige Prüfung der Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs erfolgen kann.

Hinzu kommt, dass Gasnetze immer stärker in Konkurrenz zu Wärmenetzen treten, so dass bereits verstärkter Effizienzdruck aus dem Markt besteht. Monopolstellungen lösen sich in vielen Gebieten auf. Für den Gasbereich bedürfte es eines Systems, das die „echte“ Transformation der Erdgasnetze anregt.

Der Aufwand der Durchführung des Effizienzvergleichs ist auch bei der Frage der Verkürzung der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Die erfolgreiche Transformation der Gasnetze erfordert Verlässlichkeit im regulatorischen Rahmen: Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre mit einem Effizienzvergleich, dessen Ergebnis und Auswirkungen nicht planbar ist, zwingt zu konservativem kaufmännischem Handeln und behindert damit eine schnelle Transformation. Insbesondere eine Verzögerung in der Festlegung der EOG – wie sie heute bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode eintritt – schafft Unsicherheit.

Begründung:

Der Effizienzvergleich kann vor dem Hintergrund der Herausforderungen für Gasnetze und der damit verbundenen Auswirkungen nicht wie bisher weitergeführt werden.

Die Geschwindigkeit und Intensität des Transformationsprozesses werden sich in Deutschland regional stark unterscheiden. Die Gasnetzbetreiber werden also weder mengenmäßig noch zeitlich in gleichem Ausmaß von diesen Prozessen betroffen und die Heterogenität zwischen ihnen wird weiter zunehmen. Für den Effizienzvergleich bedeutet das, dass sich die in der Vergangenheit verwendeten Output-Parameter in Abhängigkeit der regional unterschiedlichen politischen Vorgaben und Nachfragestrukturen verändern werden.

Eine gleiche Heterogenität trifft auch die Entwicklung der Kostentreiber. Die bereits mögliche Verkürzung von Nutzungsdauern bei Neuinvestitionen (KANU) sowie angekündigte Verkürzung der Nutzungsdauern bei Bestandsanlagen (KANU 2.0) führen zu einer Erhöhung der Aufwandsparameter, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben kann. Dieses kann Fehlansätze setzen, sinnvolle Anpassungen zu unterlassen oder zu verzögern.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Neben den derzeit angewandten Verfahren DEA und SFA gibt es weitere Methoden wie z. B. die STONED-Methode oder Erweiterungen der bestehenden Methodik (Panelschätzungen), die geprüft werden sollten. Wichtig bleibt dabei, dass nicht nur eine Methode zur Anwendung kommt, so dass die Ergebnisse robust sind.

Auch für alternative Effizienzvergleichsmethoden gilt, dass die heterogenen Versorgungsaufgaben und die sich verändernden Herausforderungen der Netzbetreiber durch die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende in jedem Fall eine sachgerechte Abbildung im verwendeten Effizienzvergleichsmodell erfahren müssen.

Die Notwendigkeit anderer Anreizinstrumente als Substitut für einen Effizienzvergleich ist vor dem Hintergrund der Klimaschutz- und Energiewendeziele genau zu prüfen und kann deshalb nicht in dieser Absolutheit gelten.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Es ist bereits offensichtlich, dass ein Effizienzvergleich für Netzbetreiber während einer Transformationsphase nicht mehr sinnvoll durchgeführt werden kann. Ein Vergleich der Effizienz basierend auf Kosten- und Strukturparametern aus dem Jahr 2025 wäre keinesfalls angemessen für die Zeit ab 2028 und darüber hinaus. Zu diesem Zeitpunkt ist die Transformation der Gasinfrastruktur bereits in vollem Gange und die Ergebnisse zur Effizienz würden auf Unternehmen mit grundlegend veränderten Strukturen angewendet. Der Effizienzvergleich konzentriert sich ausschließlich auf eine rein vergangenheitsbezogene Stichtagsbetrachtung und ist daher nicht in der Lage, eine sich wandelnde Branche angemessen abzubilden. Jeglicher mögliche Druck zur Kostensenkung würde daher auf falschen Annahmen beruhen.

Begründung:

Der Effizienzvergleich ist eine rein vergangenheitsbezogene Betrachtung und deshalb nicht in der Lage, eine sich transformierende Branche abzubilden.

Die bisher verwendeten Modelle und Strukturparameter würden Gasnetzbetreiber, in deren Netzgebiet die Dekarbonisierung schneller voranschreitet, im Effizienzvergleich benachteiligen und somit im schlimmsten Fall zu Verzögerungsanreizen bzgl. der Dekarbonisierung führen. Politisch gewünschte Veränderungen von Anzahl bzw. des Verbrauchsverhaltens von Letztverbrauchern sollten nicht als Ineffizienz gewertet werden.

Auch wenn sich im Basisjahr 2025 die Versorgungsaufgabe noch nicht für alle Netzbetreiber fundamental geändert haben wird, so werden doch mit einer Anwendung des Effizienzvergleichs und der Auswahl von Vergleichsparametern weit in die Zukunft gerichtete Anreize und Optimierungssignale gesetzt.

Von der BNetzA ist noch für 2024 eine Festlegung zur optionalen Anpassung der Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen angekündigt. Je nach Vorliegen der Wärmeplanungen in den einzelnen Kommunen werden teilweise schon sehr konkrete Transformationspläne vorliegen, die entsprechende Anpassungen der Nutzungsdauern in den Gasnetzen nach sich ziehen und ggf. weitere Kosten beinhalten werden. Bei Nachnutzungsmöglichkeiten durch Wasserstoff in einzelnen Netzbereichen käme eine Reduzierung der Nutzungsdauern grundsätzlich nicht in Frage. Insoweit wird man schon im Basisjahr der 5. Regulierungsperiode in 2025 vielfältige Gasnetzstrukturen vorfinden, die untereinander über die bisherigen Effizienzvergleiche nicht mehr miteinander vergleichbar sind. Ein Festhalten am Effizienzvergleich der Gasnetzbetreiber in seiner derzeitigen Form ist bei einer Nichtgewährleistung der Vergleichbarkeit der Netzbetreiber auch für die 5. Regulierungsperiode schon abzulehnen.

Falls der Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber weiterhin durchgeführt wird, ist zwingend darauf zu achten, dass die Netzbetreiber aufgrund von KANU und ggf. weiteren Festlegungen in Bezug auf die Nutzungsdauern im Hinblick auf ihre Kapitalkosten nicht mehr vergleichbar sind. Um den Effizienzvergleich anwenden zu können, müssen die Kapitalkosten mit gleichen Annahmen zu Nutzungsdauern vereinheitlicht werden. Dabei müssten jedoch unbedingt die derzeitigen Sicherungsmechanismen („Best of Four“) geeignet überführt werden.

Zudem muss sichergestellt werden, dass auf Basis der Standardisierungen realistische, umsetzbare Effizienzvorgaben für den einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden. Nutzungsdauer-Verlängerungen können ggfs. zu Effizienzvorgaben auf Anlagen führen, die schon abgeschrieben sind.

6. Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“

Originaltext BNetzA:

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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass Netzbetreiber, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen, belohnt werden sollen. Der BDEW stimmt zu, dass hier nur ein schrittweises Vorgehen sinnvoll ist und zunächst geklärt werden muss, anhand welcher Indikatoren „Energiewendekompetenz“ festgestellt werden könnte.

Ob und wie das Qualitätselement sinnvoll um Elemente zur Energiewendekompetenz ergänzt werden kann, muss noch vertieft geprüft werden und scheint aber bis auf Weiteres nicht ersichtlich. Deshalb sollten hierfür auch andere Instrumente betrachtet werden.

Den von der BNetzA gewählten Begriff der Energiewendekompetenz würden wir in diesem Zusammenhang als prozessuale und technische Fähigkeiten der Netzbetreiber verstehen, die unter Berücksichtigung ihrer unterschiedlichen Ausgangssituation in besonderer Weise für die Erreichung der Energiewende-Ziele relevant sind.

Als Grundlage für den weiteren Diskussionsprozess ist es zunächst erforderlich, den Begriff der „Energiewendekompetenz“ definitorisch zu bestimmen und festzulegen, welche Ziele angereizt werden sollen. Auf dieser Basis kann in einem nachgelagerten Schritt eruiert werden, wie diese gemessen und vergleichbar gemacht werden können. Dabei ist zu beachten, dass bereits ein Monitoring ohne Monetarisierung Anreizwirkung entfaltet und Optimierungssignale sendet. Die Herausforderungen in der Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende sind für die Netzbetreiber unterschiedlich und müssen in der Definition sowie in der Parametrierung Berücksichtigung finden. Fehlanreize oder widersprüchliche Optimierungssignale sind zu vermeiden. So 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 bei der Bewertung der Energiewendekompetenz bestraft würden. Das gleiche gilt für

die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen auf Basis der BNetzA-Festlegung gemäß § 14a EnWG.

In die Bewertung der Energiewendekompetenz können lediglich solche Aspekte aufgenommen werden, die in der Verantwortlichkeit und Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber liegen. Zum Beispiel gibt es bei der Geschwindigkeit der Realisierung von Netzanschlüssen erhebliche exogene Einflüsse durch den Kunden oder durch behördliche Planungs- und Genehmigungsverfahren. Diese Einflüsse müssten in geeigneter Weise neutralisiert werden, um Netzbetreiber vergleichbar zu machen.

Weiterhin ist zu analysieren, welche weiteren Vorgaben (z. B. Netzzugangsregulierung, § 14a-EnWG-Festlegungen) bei diesen Aspekten zu beachten sind und wie diese zusammen mit den neuen Anreizen wirken sollen. Zur Vermeidung von Komplexität und Fehlanreizen sowie zur Erhöhung der Treffgenauigkeit sollten sich überlagernde Regulierungen/Vorgaben vermieden werden.

Bei der weiteren Analyse und Ausgestaltung müssen auch Aufwand und Nutzen der Datenerhebung und Umsetzung einbezogen werden, um der gewünschten Vereinfachung und Entbürokratisierung der Regulierung zu entsprechen.

Nicht zuletzt sind für die Energiewendekompetenz – also die Fähigkeit der Netzbetreiber, die Herausforderungen zu bewältigen – auch die regulatorischen Rahmenbedingungen maßgeblich. Hierbei wäre auch eine Priorisierung der Anforderungen an die Netzbetreiber erforderlich, denn nicht alles, was gewünscht ist, führt zu einer Beschleunigung der Energiewende (z. B. Lieferantenwechsel in 24 Stunden).

Mit Blick auf die vielen offenen Fragen schlägt der BDEW vor, die Frage der Abbildung der Energiewendekompetenz mit der BNetzA gesondert zu vertiefen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Antwort auf die Frage, welche Parameter zur Messung der „Energiewendekompetenz“ geeignet sein könnten, hängt maßgeblich davon ab, was unter dem Begriff der „Energiewendekompetenz“ zu verstehen und zu subsumieren ist. Mit Verweis auf die Ausführungen unter These 7 wäre daher zunächst eine definitorische Begriffsbestimmung notwendig, um auf

dieser Grundlage zunächst die o.g. Fragen zur Zielsetzung, Beeinflussbarkeit und gewünschten Anreizwirkung zu klären. In einem zweiten Schritt könnten dann geeignete Parameter identifiziert und vertieft analysiert werden.

Erst nach Klärung der Punkte und einem effizienten Aufbau einer robusten Datenbasis sollte diskutiert werden, ob und wie ein sachgerechter Monetarisierungsansatz ermittelt werden kann, der die gewünschten Anreize setzt und Fehlanreize vermeidet. Ausgeschlossen erscheint von vornherein, hier die Energiewendekompetenz an einer oder einzelnen Kennzahlen zu messen – Kompetenz ist in der Breite zu messen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Für die Sparte Gas sehen wir aus unterschiedlicher Betroffenheit der Netzbetreiber bei der Transformation der Gasnetze kein Bedarf für einen Indikator.

H. Bestimmung der Netzkosten

1. Erhaltungskonzeption

Originaltext BNetzA:

These 8: Das Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung sollte abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Dieses Thema muss im Gesamtkontext bewertet werden. Die Bestrebung zu einer Vereinfachung scheint auf den ersten Blick nachvollziehbar, doch das Mischsystem aus Realkapital- und Nettosubstanzerhaltung hat sich bewährt. In der Praxis nehmen die Netzbetreiber die Berechnungen zur Ermittlung der kalkulatorischen Restbuchwerte nach dem Prinzip der

Nettosubstanzerhaltung bereits automatisiert vor. Eine sorgfältige Abwägung von Aufwand und Nutzen einer Umstellung ist erforderlich.

Eine Umstellung auf reinen Realkapitalerhalt wäre nur dann denkbar, wenn die Entwicklung der Wiederbeschaffungspreise (Inflationsausgleich) in den anderen Regulierungsinstrumenten sachgerecht abgebildet werden könnte und zudem ein zeitnahe und vollständiger Ausgleich der Vermögensnachteile erfolgt. Eine Überführung der bis 2006 getätigten Investitionen von der Nettosubstanzerhaltung in das System der Realkapitalerhaltung ist sehr komplex und eine Entwertung des Vermögens der Netzbetreiber nicht auszuschließen. Ein solcher Effekt muss zwingend vermieden werden, da anderenfalls das Vertrauen von Investoren in den deutschen Regulierungsrahmen nachhaltig geschwächt würde.

Die weitere Diskussion sollte sich nicht ausschließlich auf die Umstellung auf die Realkapitalerhaltung beschränken. Es gibt ebenso Regulierungssystem-Ansätze, in denen das Konzept der reinen Nettosubstanzerhaltung unter Anwendung eines realen WACC denkbar ist.

Begründung:

Die kalkulatorischen Kapitalkosten als Summe von Abschreibungen und Eigenkapitalzinsen verlaufen über die Nutzungsdauer einer Anlage im System der Realkapitalerhaltung und im System der Nettosubstanzerhaltung jeweils unterschiedlich. Im System der Realkapitalerhaltung (Nominalzins + AHK-basierte kalkulatorische Abschreibung) sind die Kapitalkosten in den ersten Jahren der Nutzungsdauer höher als im System der Nettosubstanzerhaltung. Demgegenüber liegen die Kapitalkosten im System der Nettosubstanzerhaltung im weiteren Verlauf bzw. gegen Ende der Nutzungsdauer in der Regel über den Kapitalkosten der Realkapitalerhaltung. Je nach Anlagenalter könnten aus einer Umstellung auf Realkapitalerhalt erhebliche Nachteile für die Netzbetreiber entstehen.

Eine Umstellung auf ausschließliche Realkapitalerhaltung hätte massive wirtschaftliche Auswirkungen auf Netzbetreiber. Es ist völlig offen, wie Vermögensnachteile aus einer Umstellung ermittelt und ausgeglichen werden sollen. In der Vergangenheit gingen Umstellungen häufig zu Lasten der Netzbetreiber (z. B. Sockeleffekte).

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Da eine solche Überführung vermutlich nur mit standardisierten Annahmen umgesetzt werden kann, können Kapitaleinbußen für Netzbetreiber oder demgegenüber Einbußen für Netznutzer mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht ausgeschlossen werden.

Begründung:

Es muss sorgfältig abgewogen werden, ob die Vorteile aus der Abschaffung des bestehenden Mischsystems zum jetzigen Zeitpunkt die Nachteile tatsächlich überwiegen. Schon jetzt liegen die jährlichen Preissteigerungen für Ersatzinvestitionen weit über dem VPI, so dass die Netzbetreiber einen Zusatzausgleich benötigen.

Originaltext BNetzA:

Hierfür spricht schon grundsätzlich ein erhöhtes Maß an Transparenz, die damit einhergehende Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion.

Anmerkungen/Stellungnahme:

„Transparenz und Verständlichkeit“ der Regulierung würden sich verbessern, weil sich die Komplexität reduziert. Die Vorteile sind jedoch ins Verhältnis zu setzen mit dem Umstellungsaufwand (auch für Ermittlung und Umsetzung des Nachteilsausgleichs) und den massiven materiellen Auswirkungen.

Begründung:

Dritte, wie z. B. potenzielle Kapitalgeber, könnten die Umstellung positiv beurteilen. Einer langfristigen Bürokratieentlastung bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden wären der einmalige Umstellungsaufwand und möglicherweise verbleibende materielle Auswirkungen gegenüberzustellen.

Originaltext BNetzA:

Die erhebliche Rechtsunsicherheit, die sich aus der Notwendigkeit zur Fortschreibung der Indexreihen ergibt, kann zudem aufgelöst werden

Anmerkungen/Stellungnahme:

Aus Sicht des BDEW bestehen keine grundsätzlichen Hindernisse für eine Fortschreibung und Festlegung sachgerechter Indexreihen durch die BNetzA.

Begründung:

Die bestehenden GasNEV/StromNEV-Regelungen zu Indexreihen bieten dabei eine gute Ausgangsbasis.

Originaltext BNetzA:

Im Gasbereich kommt hinzu, dass die inhaltliche Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung – nämlich der fort dauernde Betrieb der Infrastruktur mit regelmäßiger Reinvestition der vereinnahmten, auf indexierten Abschreibungen in neue Anlagen – mit der absehbaren Stilllegung weiter Teile der Gasinfrastruktur nicht mehr gegeben ist.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Im Erdgasbereich trifft dies nur für den Teil der Leitungen zu, die nicht für eine alternative Nutzung umgestellt werden (können). Welche Leitungen dies sein werden, kann zum jetzigen Zeitpunkt insbesondere mangels abgeschlossener kommunaler Wärmeplanungen noch nicht bestimmt werden.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Eine Rückerstattung von bereits erhaltenen Abschreibungsanteilen an Netznutzer ist abzulehnen. Eine solche Maßnahme würde bestehende Assets erheblich abwerten. Zudem wäre eine solche Rückzahlungsverpflichtung rechtlich fragwürdig.

Im Gegenzug würde eine rückwirkende Rückzahlung von Abschreibungsanteilen das Vertrauen in die deutsche Regulierung nachhaltig schwächen.

Begründung:

Welche Anlagen konkret eine Nachnutzung haben werden und welche nicht, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch ungewiss.

Zum anderen ist es unerheblich, ob die tagesneuwertbasierten Abschreibungen vollständig re-investiert werden oder nicht, da Investoren eine berechnete Erwartung auf eine Amortisation historischer Investitionen haben. Im System der Realkapitalerhaltung ist der Inflationsausgleich über den höheren nominalen Eigenkapitalzins in der Netzentgeltkalkulation enthalten, während im System der Nettosubstanzerhaltung der Inflationsausgleich über den Ansatz der tagesneuwertbasierten kalkulatorischen Abschreibungen abgebildet wird. Beide Systeme führen bei einer Betrachtung über die gesamte Nutzungsdauer zu gleichen Kapitalwerten der Zahlungsströme. Es ist daher nicht sachgerecht, allein die (höhere) Abschreibungsseite zu betrachten, ohne die Wechselwirkung mit den in der Vergangenheit niedrigeren EK-Zinsen zu berücksichtigen.

Auf Grund des aktuellen Marktumfeldes mit extremen Preissteigerungen im Leitungsbau (seit dem letzten Kostenbasisjahr tlw. jährliche Preissteigerungen der Ortskanäle von 15 % p. a.) muss schon jetzt bei Ersatzinvestitionen zusätzliches Kapital vom Markt beschafft werden, da der reine Inflationsausgleich über den Zinssatz nicht die tatsächlichen Preissteigerungen kompensiert. Das führt faktisch zu einem Kapitalverzehr. Eine Rückforderung der in der Vergangenheit vereinnahmten Inflationsausgleiche über den Nettosubstanzerhalt würde diesen Effekt sogar noch verschärfen und ist damit strikt abzulehnen.

Im Übrigen können sich die Erdgasnetzbetreiber kurzfristig vor dem Hintergrund der aktuellen Anschluss- und Versorgungspflicht auch nicht ihrer Investitionspflicht entziehen.

Es wäre in hohem Maße kontraproduktiv, die Gasnetzbetreiber dazu zu verpflichten, den Netznutzern Mittel zurückzuerstatten, die sie in der Vergangenheit rechtmäßig auf Basis der geltenden Gesetze und Verordnungen von ihren Netzkunden vereinnahmt haben. Ein solches Vorgehen würde darüber hinaus das Vertrauen in die deutsche Netzregulierung nachhaltig schwächen und würde die Beschaffung der für den Umbau der Wärme- und Energieversorgung benötigten Mittel erschweren, statt diese zu fördern.

2. Nutzungsdauern

Originaltext BNetzA:

These 9: Im Strombereich besteht möglicherweise punktueller Änderungsbedarf. Die bestehenden Nutzungsdauern sind in geeigneter Weise weiter festzulegen, ggf. zu ergänzen.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Im Strombereich besteht punktueller Anpassungsbedarf insbesondere bei Anlagengruppen, in denen der Einsatz von Digitaltechnik in den letzten Jahren gestiegen ist und in den kommenden Jahren steigen wird.

Dies betrifft vornehmlich die Anlagengruppen mit Bezug zu Schutz- und Steuerungstechnik (Anlagengruppen: Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen; Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen). Durch den Einsatz der Digitaltechnik sinken die technischen Nutzungsdauern der Anlagen. Dies sollte sich in den kalkulatorischen Nutzungsdauern widerspiegeln.

Da die technischen Komponenten sich nicht einzeln abbilden lassen, sollte keine neue Anlagengruppe eingeführt werden. Anstelle dessen sollte die untere Grenze der bisherigen ND-Bandbreite der vorhandenen Anlagengruppe nach unten angepasst werden, so dass es „im Mittel passt“.

Gestrichen werden könnten folgende Anlagengruppen aus Anlage 1 StromNEV: moderne Messseinrichtungen, Smart-Meter-Gateways, Kraftwerksanlagen, ...

Originaltext BNetzA:

Zu prüfen ist die Einschränkung der Spannen oder das konsequente Abstellen auf einen einheitlichen Wert. Was sagen Sie zur Einschränkung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern – insbesondere im Strombereich?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Eine Einschränkung der Spannen ist nicht notwendig und nicht sinnvoll. Die Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern ermöglicht es, die individuellen Situationen der Netzbetreiber und ihrer Eigentümer abzubilden und die Unternehmen effizient aufzustellen. Beispiele

für die Individualitäten sind Anforderungen an die Liquiditätsplanung, technische Notwendigkeiten oder Bedarf an Fremdkapital.

Begründung:

Eine Verringerung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern schränkt die Leistungsfähigkeit der Unternehmen ein und führt zu operativen Umsetzungsproblemen, da aus den Anforderungen an den vorausschauenden Netzausbau heraus Assetstrategie und Finanzierung bereits ganzheitlich unter der Annahme dieser ND-Bandbreiten gedacht und geplant wurden. Mit Hinblick auf die Herausforderungen der Transformation der Energiebranche sollte die Effizienz der Unternehmen nicht eingeschränkt werden und weiterhin die volle Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauer nutzbar sein.

Originaltext BNetzA:

These 10: 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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die vorgeschlagenen Anpassungen zur Verkürzung der Nutzungsdauern und zur Umstellung auf die degressive Abschreibung im Gasbereich sind sinnvoll und sollten als Option umgesetzt werden. Dabei sollten Netzbetreiber auch mehrfach entsprechend dem jeweils vorliegenden Informationsstand die Nutzungsdauern anpassen können. Die Regulierung sollte eine Gleichbehandlung von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen hinsichtlich der Nutzungsdauern ermöglichen.

Aus Sicht des BDEW sollten diese optionalen Anpassungen (Nutzungsdauer, Methodik, etc.) möglichst bald, in jedem Fall noch in der 4. Regulierungsperiode, umgesetzt werden. Wie von der BNetzA vorgeschlagen sollte diese Thematik ausgekoppelt und baldmöglichst gesondert konsultiert („KANU 2.0“) werden.

Originaltext BNetzA:

Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich konkret ausgestaltet werden?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Für einen schnellen Start sind ggf. vereinfachte Annahmen und Pauschalierungen sinnvoll. Ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich muss mit Blick auf den zeitlichen Aufwand und mögliche Auswirkungen auf die Flexibilität analysiert und bewertet werden. Im Fokus steht hierbei die Frage, auf welcher Kalkulationsebene / in welcher Granularität Anpassungen vorgenommen werden. Diese Thematik sollte im Rahmen des Konsultationsverfahrens „KANU 2.0“ erörtert werden. Eine Pauschalierung darf nicht zu einer Entwertung des Sachanlagevermögens führen.

Begründung:

Die BNetzA BK9 hat für Februar 2024 eine Konsultation von Eckpunkten zur Anpassung der Abschreibungen („KANU 2.0“) angekündigt. Der BDEW unterstützt dieses Vorgehen und wird sich im Rahmen dieser Konsultation umfassend zu der Thematik äußern.

Originaltext BNetzA:

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?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Den Gasnetzbetreibern sollte die notwendige Flexibilität bei der Wahl der Abschreibungsmethodik und Nutzungsdauer überlassen werden, um bestmöglich die weitere Nutzung der Gasinfrastruktur (z. B. in Abhängigkeit von kommunalen Wärmeplänen) in den nächsten Jahren planen zu können.

Die Regulierung muss auch die Heterogenität bei der Dekarbonisierung abbilden. Die Nutzungsdauer muss u. a. in Abhängigkeit von Vorgaben auf EU-, Bundes-, Landes- oder kommunaler Ebene – ggf. auch mehrfach – angepasst werden und auch vor 2045 enden können.

Aufgrund dieser Unsicherheiten sollte der Netzbetreiber die Restnutzungsdauern (auch mehrfach) anpassen können. Bei einengenden Vorgaben der Regulierungsbehörden oder strikter

Kopplung an externe Planungen (z. B. Klimaziele, kommunale Wärmeplanungen, ...) wäre hingegen sicherzustellen, dass die daraus resultierenden Buchverluste regulatorisch refinanziert werden können.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Es sollte aufgrund der Folge-Effekte und Komplexität keine erneute Genehmigung des Ausgangsniveaus (Basisjahr 2020) erfolgen. Die Anpassung der Kapitalkosten sollte über andere bestehende ARegV-Instrumente, z. B. dem Kapitalkostenabgleich, pragmatisch umgesetzt werden.

Den Netzbetreibern sollte ein Wahlrecht eingeräumt werden, ob sie weiterhin die Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 GasNEV oder eine kürzere kalkulatorische Nutzungsdauer heranziehen. Netzbetreiber sollten kurzfristig noch für die 4. Regulierungsperiode entscheiden können, ob für die Bestandsanlagen die Option zur Verkürzung der Nutzungsdauer und Wahl der degressiven Abschreibung genutzt werden soll.

Zur Umsetzung könnte die Differenz zwischen festgelegten und neu berechneten Kapitalkostenabzügen über die EOG eingepreist werden. Dies kann z. B. über eine Erweiterung der Sachverhalte, die über das Regulierungskonto oder die volatilen Kosten abgebildet werden dürfen, erreicht werden. Alternativ ist eine Umsetzung über den jährlichen Mechanismus des Kapitalkostenaufschlags denkbar. Auf Ebene der Anlagengruppe und des Anschaffungsjahres sollte bewertet werden, ob die degressive Abschreibung und/oder eine Verkürzung der Nutzungsdauern zur Anwendung kommt. Aufgrund des Aufsatzes über die historischen AHK im Zugangsjahr und des Fortentwickelns gemäß den Restbuchwerten ist stets gewährleistet, dass keine Abschreibung unter null erfolgen kann.

3. Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

Originaltext BNetzA:

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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die weiter massiv ansteigenden Investitions- und Finanzierungsbedarfe können nur realisiert werden, wenn verlässliche und kapitalmarktadäquate Verzinsungsbedingungen sichergestellt werden. Die ökonomische Bestimmung eines angemessenen, kapitalmarktadäquaten und zukunftstauglichen Eigenkapitalzinssatzes ist modellunabhängig notwendig und wird nicht durch ein WACC-Modell gelöst (siehe auch Ausführungen zu These 13).

Grundsätzlich ist die Einführung eines WACC-Modells als alternative Form der Kapitalkostenbestimmung vor dem Hintergrund einer Vereinfachung, einer stärkeren Angleichung an internationale Standards und einer besseren Nachvollziehbarkeit für Investoren und Kapitalgeber denkbar. Die Finanzierung der Energiewende kann nur durch Zugang zum Kapitalmarkt und Erfüllung der Renditeerwartungen der Kapitalgeber gelingen. Ein WACC-Modell ist jedoch kein Selbstzweck und kein Allheilmittel. Eine Systemumstellung ist nur zielführend, wenn damit die regulatorischen Verzinsungsbedingungen insgesamt verbessert werden: Das Ziel der Vereinfachung der Kapitalkostenkalkulation und der Reduzierung des Regulierungs- und Prüfaufwandes darf nicht dem Ziel, die Investitionsbedingungen in die Energiewende zu verbessern, übergeordnet sein. Unabhängig von der grundsätzlichen Ausgestaltung eines möglichen WACC-Ansatzes werden die Verzinsungsbedingungen auch weiterhin maßgeblich vom regulatorisch vorgegebenen EK-Zinssatz mitbestimmt. Wir sprechen uns daher dafür aus, im Rahmen der Gespräche über die Weiterentwicklung der Anreizregulierung beide Themen zunächst unabhängig voneinander zu diskutieren.

Begründung:

Die Einführung eines WACC-Modells stellt einen grundlegenden Systemwechsel dar. Dabei sind keineswegs triviale Umstellungsfragen zu beachten und sorgfältig zu lösen. Auch

eventuelle Auswirkungen auf OPEX-Positionen müssen beachtet werden. Ein solcher Systemwechsel darf nicht zu einer strukturellen Verschlechterung für die Netzbetreiber führen. Eine sachgerechte Systemüberleitung muss daher sowohl die allgemeinen Marktbedingungen abbilden (marktgerechter FK-Zinssatz statt EK II-Zinssatz), als auch die sachgerechte Definition der Verzinsungsbasis berücksichtigen.

Wenn im Rahmen eines WACC-Modells die Bestimmung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nicht mehr ausgehend vom betriebsnotwendigen Vermögen vor Abzug der Bestände an Baukostenzuschüssen und Anschlusskostenbeiträgen erfolgt – sondern ausgehend von den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens zzgl. einer Umlaufvermögenspauschale künftig abzüglich der Baukostenzuschüsse und Anschlusskostenbeiträge – würde bei Beibehaltung der bisherigen EK-Quote von 40 % künftig strukturell weniger betriebsnotwendiges Eigenkapital als im bisherigen System verzinst. Um die damit einhergehende Verschlechterung zu vermeiden, müsste im Rahmen der Ausgestaltung des WACC-Modells eine entsprechende Kompensation in Form einer höheren EK-Quote erfolgen.

Einzelne Kalkulationsparameter können nicht pauschal 1:1 aus dem bisherigen Modellansatz der Kapitalkostenbestimmung überführt werden, sondern sind zwingend der Höhe nach anzupassen, um eine Verschlechterung der regulatorischen Investitionsbedingungen für die Netzbetreiber von vornherein auszuschließen. Dies betrifft u.a. sowohl die konsistente Bestimmung der Verzinsungsbasis (Regulated Asset Base) als auch die Festlegung der pauschalierten Kapitalstruktur in Form der Eigenkapital- und Fremdkapitalquote, sowie die Bestimmung eines kapitalmarktadäquaten Fremdkapitalzinssatzes. Darüber hinaus ist es in der Methodenausgestaltung des WACC-Modells bereits unabdingbar, die Ermittlung eines kapitalmarktadäquaten Fremdkapitalzinssatzes zu definieren. Hierbei könnte ein anteilig atmender FK-Zins die marktgerechte Finanzierung von Energiewendemaßnahmen wahrscheinlich besser ermöglichen als ein über die Regulierungsperiode fixer FK-Zins.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Eine Umstellung vom jetzigen System der Kapitalkostenvergütung nach Strom-/GasNEV auf ein WACC-Modell würde die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems gegenüber Kapitalgebern als auch gegenüber Ratingagenturen grundsätzlich erhöhen.

Der internationale Vergleich, der bisher bei der Bestimmung des EK-Zinssatzes nur eine untergeordnete Rolle spielte, könnte bei der Ermittlung des WACC stärker Berücksichtigung finden.

Begründung:

Verlässlichkeit und Konstanz des Regulierungssystems haben aus Investorensicht bzw. der Sicht der Ratingagenturen einen hohen Stellenwert. Diese sind aber nur zwei von mehreren Kriterien, die in diesem Zusammenhang wichtig sind. Auch in einem WACC-Modell bleiben die kapitalmarktgerechten Zinssätze und eine angemessene Eigenkapitalquote entscheidende Einflussgrößen. Daher darf ein Systemwechsel, wenn dieser vorgenommen wird, keinesfalls mit einer wirtschaftlichen Verschlechterung gegenüber dem Status quo einhergehen.

Originaltext BNetzA:

Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?

Anmerkungen/Stellungnahme:

Da die Frage verschiedene Interpretationsmöglichkeiten zulässt, kann über die eigentliche Zielstellung der Frage hier nur spekuliert werden.

Sofern damit eine handelsrechtliche Mindestausstattung gemeint sein sollte, so sind Netzbetreiber ökonomisch bereits angehalten, eine angemessene EK-Quote vorzuhalten, damit auch eine entsprechende FK-Finanzierung und Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Quervergleich sichergestellt werden kann.

Ein WACC-Ansatz setzt hier bereits modellimmanent Anreize, eine ökonomisch optimale Kapitalstruktur zu finden. Zudem würde eine Vorgabe und zusätzliche Prüfung einer Mindesteigenkapitalquote dem seitens der BNetzA verfolgten Ziel der grundsätzlichen Vereinfachung widersprechen. Außerdem steigt bei sinkender EK-Quote die für Fremdkapital zu zahlende Zinshöhe (Modigliani-Miller-Theorem), so dass die Mechanismen des Kapitalmarktes die Festlegung einer Mindestkapitalquote durch den Regulierer verzichtbar machen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Zur Beantwortung dieser Frage müsste ein konkret ausgestaltetes WACC-Modell diskutiert werden. Wir schlagen vor, dieses Thema im Rahmen von Expertengesprächen zu analysieren. Materiell darf die Umstellung auf ein WACC-Modell nicht zu einer systematischen Schlechterstellung der Netzbetreiber führen.

4. Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens

Originaltext BNetzA:

These 12: 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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Ja, grundsätzlich ist eine pauschalierte Abbildung des Umlaufvermögens bei der Ermittlung der regulierten Verzinsungsbasis nachvollziehbar. Diese These darf jedoch nicht isoliert betrachtet werden, sondern muss im Rahmen der Ausgestaltung eines möglichen WACC-Modells mit behandelt werden (vgl. Anmerkungen zu These 11).

Die bisher angesetzten Quoten in der jüngsten Verwaltungspraxis der BNetzA bilden keinen ausreichenden Bestand betriebsnotwendigen Umlaufvermögens ab (aktuell nur noch 1/24 + Vorräte durch BNetzA anerkannt). Durch diverse Netzbetreiber wurde im Rahmen der jüngsten Kostenprüfungen nachweislich dargelegt, dass ein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen (abzüglich Vorräte) von deutlich mehr als 1/24 vorzuhalten ist. Die bisherige Verwaltungspraxis der BNetzA und auch der Verzicht auf etwaige Klageverfahren sind kein Nachweis dafür, dass das Umlaufvermögen bisher sachgerecht ermittelt bzw. die Pauschale in angemessener Höhe festgesetzt wurde.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Frage einer pauschalierten Abbildung des Umlaufvermögens muss stets im Zusammenhang mit der vollständigen Ermittlung der regulierten Vermögensbasis diskutiert werden.

Dies gilt umso mehr aufgrund der im Eckpunktepapier ebenfalls zur Diskussion gestellten Einführung der Kapitalkostenkalkulation auf Basis eines WACC-Modells (siehe These 11). Die Ermittlung der Vermögensbasis (RAB = Regulierte Asset Basis) inkl. der dabei zu berücksichtigenden Kapitalstrukturen (Eigen- und Fremdkapitalquoten) muss in Summe sachgerecht bestimmt werden.

Im Fall der Abbildung des Umlaufvermögens sind darüber hinaus auch die in der bisherigen Regulierungspraxis berücksichtigten Bestände an Vorräten einzubeziehen, die aufgrund des enormen Investitionsbedarfs, den Lieferkettenrisiken und der Kapazitätsknappheiten auf vorgelagerten Märkten insbesondere in den Stromnetzen und insb. mit Blick auf die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Umsetzung des „Osterpaktes“ zunehmend an Bedeutung gewinnen. Ein Abstellen auf historische Werte führt zu einer systematischen Unterschätzung des notwendigen Kapitalbedarfs.

5. Kalkulatorischer EK-Zinssatz

Originaltext BNetzA:

These 13: 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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Grundlegendes Ziel des Regulierungsrahmens muss eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Vergütung des eingesetzten Eigenkapitals sein, um den Finanzierungsbedarf im Sinne der Energiewende zu adressieren - unabhängig von der gewählten Methode und unabhängig von der Anwendungsdauer. Denn eine angemessene Erstattung der Eigenkapitalkosten ist für Netzbetreiber insbesondere im Zusammenhang mit den investitionsseitigen Herausforderungen des „Osterpaketes“ entscheidend.

Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung bietet eine Chance, bekannte und erhebliche fachliche Schwachstellen in der bisherigen Anwendung des CAPM zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes zu beheben.

Ein methodischer Systemwechsel auf ein WACC-Modell für sich löst nicht das Problem der richtigen Ermittlung eines zukunftstauglichen Eigenkapitalzinssatzes (siehe These 11).

Im Grundsatz sollte die gewählte Methode dabei zukunftsgerichtet und kapitalmarktorientiert sein sowie wissenschaftlichen best-practices entsprechen. Die gewählte Methode muss nunmehr zwingend dem (aktuellen) Stand der Wissenschaft entsprechen und ist entsprechend zu begründen (vgl. § 73 Abs. 1b EnWG).

Eine Diskussion bezogen rein auf die Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes greift hier zudem zu kurz und muss zwingend im Gesamtzusammenhang auch mit den anderen Parametern gesehen werden. Denn auch die Festlegung eines marktgerechten Fremdkapitalzinssatzes ist unabdingbar, um eine ausreichende Verzinsung des seitens der Netzbetreiber eingesetzten Kapitals, hier des Fremdkapitals, sicherzustellen. Dazu muss sich der zugestandene Fremdkapitalzinssatz zwingend auch an den geltenden Konditionen am Markt orientieren und insb. für Neuinvestitionen jeweils aktuelle Bedingungen und Laufzeiten berücksichtigen, zu denen die benötigten finanziellen Mittel durch die Netzbetreiber beschafft werden müssen.

Wir teilen die These dahingehend, dass es für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen einen einheitlichen und insbesondere wettbewerbsfähigen Zinssatz geben soll. Sofern darüber hinaus spezielle Anreize bei/für Neuinvestitionen, etwa in Form spezifischer Zinsaufschläge, gesetzt werden, so sind diese grundsätzlich zu begrüßen, dürfen aber keinesfalls zu Lasten der Verzinsung der bisherigen Bestandsanlagen gehen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Frage, für welche Zeiträume ein Eigenkapitalzinssatz bestimmt werden soll, kann nicht unabhängig von der Frage nach der Dauer einer Regulierungsperiode beantwortet werden.

Die These der BNetzA, nach welcher der EK-Zins für die Dauer einer Periode gesetzt sein sollte, wird grundsätzlich geteilt. Da die Festlegung einer Eigenkapitalverzinsung, egal für welche Geltungsdauer, immer einen prognostischen Charakter besitzt, erwarten wir, dass die BNetzA zukünftig für den Fall, dass der festgelegte Eigenkapitalzinssatz nicht mehr wettbewerbsfähig ist, einen einforderbaren Anspruch der Netzbetreiber vorsieht, wonach die Behörde kurzfristig reagiert und geeignete Anpassungen vornimmt. Wann ein Zinssatz nicht mehr wettbewerbsfähig

ist, sollte anhand vorher definierter Kriterien erkennbar sein und nicht im unbestimmten Aufgriffsermessen der Behörde liegen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Ableitung des risikolosen Basiszinssatzes erfolgt bisher rein auf Basis einer einzigen vergangenenheitsbezogenen Referenzzinsreihe. Bei der Bestimmung des risikolosen Basiszinssatzes kommt es in erster Linie darauf an, dass dieser nicht losgelöst von der Entwicklung der übrigen Parameter, insbesondere der Marktrisikoprämie (MRP), ermittelt wird. Der Zeitraum der Ableitung ist dabei nicht zwangsläufig maßgeblich, solange die Parameter innerhalb des CAPM konsistent zueinander bestimmt werden (insbesondere einheitliche Anwendung des Basiszinssatzes). Zudem bedarf es der Heranziehung unterschiedlicher Quellen und Methoden, um das Ergebnis bestmöglich zu plausibilisieren.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Nach aktuellem Stand der Wissenschaft ist bei der Bestimmung der einzelnen Parameter sicherzustellen, dass eine konsistente Anwendung des Capital Asset Pricing Modell (CAPM) gewährleistet ist und insbesondere der risikolose Zinssatz sowie die Marktrisikoprämie nicht unabhängig voneinander bestimmt werden. Nur so kann mittels CAPM ein sinnvolles und belastbares Ergebnis in Bezug auf den Eigenkapitalzinssatz abgeleitet werden. Zudem ist es wichtig, im Sinne eines Methodenpluralismus mehrere unterschiedliche Quellen heranzuziehen und die Ergebnisse zu plausibilisieren.

Zudem kann die gewählte Methode nur dauerhaft Bestand haben, wenn sie dem erforderlichen Zukunftsbezug der Kapitalverzinsung gerecht wird, damit unter gegenwärtigen und zukünftigen Kapitalmarktbedingungen die notwendigen Mittel für die Transformation der Netze erwirtschaftet werden können.

Die Bestimmung des EK-Zinssatzes ist und bleibt, unabhängig davon, ob sie innerhalb eines WACC-Modells erfolgt oder nicht, eine der wichtigsten regulatorischen Vorgaben. Denn eine angemessene Erstattung der Eigenkapitalkosten ist insbesondere für das Tempo der Energiewende entscheidend. Leider ist ausgerechnet die Frage der Sachgerechtigkeit von regulatorischen Zinssätzen bisher auch eine der strittigsten. Der BDEW plädiert dafür, die bestehende Chance zur konstruktiven Weiterentwicklung des Festlegungsprozesses zu nutzen.

Diskutiert werden sollte dabei auch, welche Zielsetzungen und Vorgaben in den Rahmen- und Methodenfestlegungen der Großen Beschlusskammer fixiert werden sollten, was den Einzelfestlegungen der Beschlusskammer 4 vorbehalten bleibt und wie die Abgrenzungen und Schnittstellen zwischen diesen Verfahren ausgestaltet werden.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Die Beantwortung dieser Fragestellung hängt davon ab, wie die zeitlich vorgelagerten Regulierungsfragen beantwortet werden. Erst dann kann beurteilt werden, ob differenzierte Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetzbetreiber erforderlich sind.

6. Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)

Originaltext BNetzA:

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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Diese These widerspricht der Intention, Regulierungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Stattdessen würde erheblicher Mehraufwand entstehen für die Erstellung einer steuerlichen Gewinnbilanz für den Netzbetreiber, für die fiktive Ermittlung des Netzbeitrags

im Konzern und für die Berücksichtigung diverser steuerlich relevanter Hinzurechnungen (Darlehen, Renten, Mieten, etc.). Die tatsächliche Gewerbesteuer steht zudem oft erst Jahre später nach einer Betriebsprüfung fest.

Der bisherige Ansatz der Gewerbesteuer auf kalkulatorischer Basis ist sachgerecht und daher beizubehalten. Auch beim Planansatz der Kapitalkosten im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags ist es aus Investorensicht eine unverzichtbare Grundvoraussetzung, dass die mit der Eigenkapitalverzinsung zusammenhängenden Ertragsteuern der Unternehmen ein Kalkulationsbestandteil sind.

Der kalkulatorische Ansatz der Ertragsteuern auf Unternehmensebene ist sowohl in anderen Branchen als auch in der internationalen Regulierungspraxis Standard.

Neben der aufwändigen Ermittlung der zuordenbaren pagatorischen Gewerbesteuer kommt hinzu, dass die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer von einer Vielzahl von Sondereffekten (z. B. wetterbedingte oder konjunkturbedingte Mehr- und Mindererlöse, Steuernachzahlungen oder Gutschriften, ...) beeinflusst werden und daher signifikanten jährlichen Schwankungen unterliegen kann. Demgegenüber gewährleistet der kalkulatorische Ansatz eine Vergleichmäßigung in der Netzentgeltkalkulation.

Die Steuerbilanz, die Grundlage für die Steuerzahlung ist, auf der einen und die handelsrechtliche bzw. kalkulatorische Bilanz, die Grundlage für die Erlösobergrenzen sind, auf der anderen Seite, stellen unterschiedliche ökonomische Bewertungssysteme dar. So werden die Verteilungen handelsrechtlich teils erheblich schneller abgeschrieben als kalkulatorisch. Es kann hier nicht sachgerecht sein, unterschiedliche Bewertungssysteme miteinander zu vermischen. Dies konnte durch die kalkulatorische Berücksichtigung bislang sachgerecht zugeordnet werden. Das Problem verstärkt sich weiter, sollten Nutzungsdauern im Gasnetz flexibilisiert werden.

Zudem weisen wir an dieser Stelle darauf hin, dass Netzbetreiber in der Praxis in unterschiedlichste Konzernstrukturen eingebunden sind. Für jede dieser Konzernstrukturen ergäben sich steuerlich zu berücksichtigende Sondereffekte. Diese These widerspricht aus unserer Sicht diametral dem grundsätzlichen Zielpfad, den die Behörde mit den Eckpunkten zu verfolgen scheint: Vereinfachungen und Entbürokratisierung durch Abkehr von der Einzelfallgerechtigkeit durch Pauschalierungen.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Der Gewerbeertrag als steuerliche Bemessungsgrundlage müsste inkl. der nach dem Steuerrecht vorzunehmenden Hinzurechnungen und Kürzungen (§ 8 GewStG) für sämtliche in der steuerlichen Organschaft umfassten Einheiten separat bestimmt werden.

Da die endgültige Steuerzahlung i.d.R. nicht mit der im HGB-Jahresabschluss ausgewiesenen Steuerbelastung übereinstimmt, gilt Vorgesagtes auch für sämtliche zeitlich nachfolgenden Überleitungen vom HGB in die Steuerperspektive.

Eine solche Vorgehensweise wäre insbesondere für integrierte Energieversorgungsunternehmen oder kommunale Querverbundunternehmen mit einem erheblichen Mehraufwand verbunden. Auch bei nicht-kommunalen Unternehmen bzw. Netzbetreibern, die Bestandteile einer steuerlichen Organschaft sind, wäre die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer in der Regel nicht der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers entnehmbar, sondern nur mit aufwändigen Nebenrechnungen ermittelbar. Die Schwierigkeit der Ermittlung der der regulierten Tätigkeit Strom- und Gasverteilung zuzuordnenden pagatorischen Gewerbesteuer verstärkt sich massiv im Fall von vorhandenen Pacht- bzw. Netzkooperationsgesellschaften. In diesen Fällen ist es nahezu unmöglich, eine sachgerechte Zuordnung der über alle Gesellschaften hinweg gezahlten Gewerbesteuer gesamthaft zu ermitteln. Zudem tritt in vielen Fällen (insbesondere bei regionalen Gesellschaften) die Herausforderung der mehrgemeindlichen Gewerbesteuerzerlegung auf. Auch hier wäre eine enorme Komplexitätserhöhung zu erwarten.

Fazit: Der zur Diskussion gestellte Ansatz der pagatorischen Gewerbesteuer wäre für Netzbetreiber nur mit massiv erhöhtem Umsetzungsaufwand möglich bzw. in bestimmten Konstellationen nicht sachgerecht ermittelbar.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Es gibt keine sachlichen Gründe für eine differenzierte Behandlung von Gewerbe- und Körperschaftsteuer. Sowohl die Gewerbesteuer als auch die Körperschaftsteuer sollten weiter auf kalkulatorischer Basis in den Netzentgelten berücksichtigt werden.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Sowohl die Gewerbesteuer als auch die Körperschaftsteuer sollten weiter auf kalkulatorischer Basis in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Nur der kalkulatorische Ansatz führt zu einer Vergleichmäßigung der in der Netzentgeltkalkulation berücksichtigten Ertragsteuern. Anpassungsstrategien und Fehlanreize sind beim kalkulatorischen Ansatz von vornherein ausgeschlossen. Die kalkulatorische Ermittlung stellt einen fairen, sachgerechten und auch international etablierten Ansatz auf Basis des Investitionsverhaltens und der regulatorisch zugestandenen EK-Verzinsung dar.

Eine Umstellung bzw. Begrenzung auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer könnte Fehlanreize auslösen, z. B. durch die gezielte Nutzung von steuerlichen Wahlrechten (z. B. GWG-Sofortabschreibung) oder die Terminierung von Steuernachzahlungen aus Betriebsprüfungen.

Eine Begrenzung des Ansatzes der Gewerbesteuer auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer der jeweiligen Basisjahre würde in vielen Fällen zu einer erheblichen Minderung des Mittelrückflusses bzw. der realisierbaren Eigenkapitalverzinsung führen. Dies würde wiederum die Finanzierungsmöglichkeiten der anstehenden Investitionen beeinträchtigen. Es kann nicht gewollt sein, dass Netzbetreiber als Anpassungsstrategie mit der Reduzierung und Verschiebung dringend erforderlicher Investitionen reagieren müssten.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Eine Umstellung auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer könnte nicht nur zu stärkeren Schwankungen der Netzentgelte eines Unternehmens im Zeitablauf führen, sondern auch zu erheblichen Unterschieden zwischen den Netzbetreibern und damit zwischen den Kommunen bis hin zu massiven Beeinträchtigungen und Gewinneinbußen bei den Eigentümern insbesondere im Fall von kommunalen Querverbundunternehmen.

Auswirkungen auf Netzentgelte

In den Fällen, bei denen der Netzbetreiber die Gewerbesteuern allein für sich selbst zahlt, käme es zu Abweichungen von der bisherigen kalkulatorischen Gewerbesteuer mit entsprechenden Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte.

Ob die pagatorische Gewerbesteuer größer oder kleiner als die kalkulatorische Gewerbesteuer ausfällt, hängt dann nicht mehr von der kalkulatorischen Verzinsungsbasis und den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätzen ab, sondern zusätzlich u.a. von der Einzelfallgerechtigkeit des Regulierungsrahmens, Sondereffekten bei der Ermittlung des handelsrechtlichen Gewinns (z. B. aufgrund von temperatur- und konjunkturbedingten Mehr- oder Mindererlösen, Rückstellungsbildungen/-auflösungen,...) oder von steuerlichen Hinzurechnungen und Kürzungen. In Fällen steuerlicher Organschaften potenzieren sich die Schwierigkeiten der Vorhersehbarkeit.

Dazu kommt, dass zeitliche Verzerrungen entstehen würden, weil die Veranlagungen oftmals erst 1,5 bis 2 Jahre nach dem Geschäftsjahr zu Bescheiden führen. Sollten Betriebsprüfungen durchgeführt werden, dann wäre der Zeitversatz noch größer. Das heißt, der Bezug der pagatorischen Gewerbesteuer zum eigentlichen zugrundeliegenden Jahr (inkl. Zinseffekte) wird für Dritte schwer nachzuvollziehen.

Auswirkungen auf Kommunen

Kommunale Querverbundunternehmen haben eine Daseinsvorsorgepflicht und können Verlust bringende Unternehmen nicht einfach einstellen oder verkaufen. Damit würden kommunale Netzbetreiber und Netzbetreiber in steuerlichen Organschaften durch die Regulierung tendenziell systematisch schlechter gestellt als nicht kommunale Netzbetreiber bzw. Netzbetreiber außerhalb steuerlicher Organschaften. Die Folge wäre, dass den möglichen kurzfristigen entgeltdämpfenden Effekten Zusatzkosten für die Netznutzer in den Kommunen und Netzgebieten entgegenstünden. Diese Zusatzkosten fallen an, weil die betroffenen Netzbetreiber die Energiewende weniger schnell umsetzen können oder die drohenden Mindereinnahmen aus dem Netzgeschäft durch Kostenkürzungen im Bereich der kommunalen Daseinsvorsorge kompensieren müsste.

7. Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau

Originaltext BNetzA:

These 15: 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.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für absehbare und nicht vermeidbare Kosten sollten regulatorisch als dnbK anerkannt und jährlich angepasst werden. Es muss in jedem Falle sichergestellt werden, dass sie – aufgrund ihres exogenen Charakters und des unterschiedlichen Betroffenheitsgrades bei den Netzbetreibern – aus dem Effizienzvergleich ausgeschlossen werden.

Um Fehlanreize und wirtschaftliche Nachteile für Netzbetreiber zu vermeiden, sollten diese Rückstellungen nicht als Abzugskapital die Verzinsungsbasis schmälern.

Unter „Stilllegung“ ist auch eine „Verdämmung“ der Leitungen zu verstehen.

Darüber hinaus sollte gesetzlich geregelt werden, unter welchen Voraussetzungen ein Rückbau zwingend erforderlich ist. Keinesfalls sollte aus einer Festlegung zu Rückbaurückstellungen abgeleitet werden können, dass Netzbetreiber materiell zum Rückbau verpflichtet sind. Diese Entscheidung zu Rückbaupflichten ist materiell-rechtlich zu klären und nicht durch eine regulatorische Festlegung. Für alle anderen Leitungen wäre dementsprechend eine Stilllegung ausreichend.

Begründung:

Sofern Netzbetreiber in einzelvertraglichen Vereinbarungen mit dem Grundstückseigentümer, etwa in einem Gestattungsvertrag, Regelungen zum Rückbau der Leitungen getroffen haben, richtet sich das Ob und der etwaige Inhalt der Rückbauverpflichtung (z. B. Zeitpunkt und -rahmen, Kostentragung usw.) nach der derzeitigen Rechtslage nach dem Vertrag. Aus Rückbauverpflichtungen resultierende Kosten sind ebenso wie Stilllegungskosten als exogene Umstände einzuordnen.

Eine Einbeziehung von rückstellungsbedingten Kosten und Erträgen in den Effizienzvergleich würde diejenigen Netzbetreiber ungerechtfertigt bestrafen, die besonders große Teile ihres Netzes stilllegen oder bei der Stilllegung besonders schnell vorgehen müssen (z. B. infolge der kommunalen Wärmeplanung). 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.

Netzbetreiber, die keine Rückstellungen bilden, würden im Vergleich zu anderen Netzbetreibern effizienter erscheinen. Rückstellungen zu unterlassen, bedeutet aber tatsächlich keine höhere Kosteneffizienz, sondern lediglich eine Verlagerung der Kosten in die Zukunft.

Bildet ein Netzbetreiber nach den Vorschriften des Handelsrechts die Rückstellungen, dann bedeutet dies nichts anderes als die Umsetzung bzw. Erfüllung der maßgeblichen rechtlichen Vorgaben. Die hierdurch verursachten Kosten sind folglich exogen beeinflusst und sollten als dnbK anerkannt werden.

Originaltext BNetzA:

Zugleich müssten die Rückstellungen so abgesichert werden, dass mögliche Erträge aus der Auflösung einer Rückstellung zu Gunsten der Netznutzer ausgeschüttet werden und nicht dem Netzbetreiber zufallen.

Anmerkungen/Stellungnahme:

Zustimmung.

Originaltext BNetzA:

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

Anmerkungen/Stellungnahme:

Erdgasinfrastruktur, die langfristig nicht auf Wasserstoff umgestellt oder mit treibhausgasneutralem Methan (z. B. Biomethan) weiterbetrieben wird, muss in einem planmäßigen Prozess stillgelegt werden.

Ob in Einzelfällen und unter welchen Bedingungen ein Rückbau erforderlich ist (Zeitpunkt, in welchem Umfang und bei wessen Kostentragungspflicht), hängt aktuell von den Umständen im Einzelfall ab.

Unabhängig von der Frage von Rückbauverpflichtungen sollte zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Transformation der Gasversorgung der Rückbau von Leitungen möglichst vermieden werden und nur in zwingend notwendig Fällen und dann möglichst kosteneffizient stattfinden. Das BMWK hat angekündigt, hierzu den Rechtsrahmen zu überprüfen und weiterzuentwickeln.

Da in vielen Fällen weder die langfristige Nutzbarkeit der Gasinfrastruktur abschließend feststeht, noch ob nach Stilllegung auch eine Notwendigkeit/Verpflichtung zum Rückbau bestehen wird, ist die Frage derzeit kaum zu beantworten.

Begründung:

Der BDEW setzt sich für eine gesetzliche Verankerung ein, dass auch entgegen in Einzelfällen ggf. anderslautenden Vereinbarungen in Wegenutzungs-/Konzessionsverträgen oder sonstigen Vereinbarungen stillgelegte Leitungen grundsätzlich im Boden verbleiben können (keine anlasslose Beseitigungspflicht). Eine etwaige Rückbauverpflichtung in Einzelfällen ist an hohe Hürden zu knüpfen und mit angemessenen Fristen zu versehen.

Sollte ein Rückbau erforderlich sein, sollte dieser möglichst kosteneffizient erfolgen, z. B. durch (auch eine zeitliche) Verknüpfung mit anderen Infrastrukturmaßnahmen in der Gemeinde. Darüber hinaus sind auch die Rückbaukosten verursachungsgerecht zu verteilen.

Fragen zum Prozess und zur Organisation der Großen Beschlusskammer

Die vorliegenden Änderungsvorschläge würden den Regulierungsrahmen für Strom- und Gas-Netzbetreiber massiv ändern, auch wenn bei vielen Instrumenten noch Richtung und Umfang der Änderungen unklar sind.

In der zukünftigen Festlegungsstruktur würde erst nach Konsultation und Erlass der Methodenfestlegungen (Ebene 2) und der perioden- oder unternehmensbezogenen Festlegungen (Ebene 3) Klarheit über die konkrete Ausgestaltung und deren Auswirkungen herrschen. Nach der BNetzA-Zeitplanung sollen die Methodenfestlegungen erst im Laufe des Jahres 2025 abgeschlossen werden, die Einzelfestlegungen dann entsprechend später. Auch mit den diskutierten Änderungen bliebe es dabei, dass 2025 (für Gasnetzbetreiber) und 2026 (für Stromnetzbetreiber) die Basisjahre für die 5. Regulierungsperiode sind. Den Netzbetreibern wäre es somit

kaum möglich, sich unternehmerisch auf den geänderten Regulierungsrahmen einzustellen. Angesichts der vor den Netzbetreiber stehenden Herausforderungen setzt eine so gravierende Unsicherheit keinen geeigneten Rahmen für die anstehenden unternehmerischen Entscheidungen.

Grundsätzlich ist zu betonen, dass die Regulierungsbehörde aufgrund ihrer erheblich gestiegenen Verantwortung ausgewogene Entscheidungen treffen muss, die auch die national gesetzten Rahmenbedingungen beachten und einbeziehen. Diese müssen auch zwingend einer gerichtlichen Überprüfung zugänglich sein. Das gilt in der vorgeschlagenen Struktur nicht nur für die Festlegungen der 2. und 3., sondern vor allem auch für die Festlegungen der 1. Ebene.

Die umfassenden Festlegungsbefugnisse für die Regulierungsbehörde, insbesondere in den grundlegenden Regelungen zur Netzentgeltbemessung in §§ 21 und 21a EnWG, sind wichtig und von der Regulierungsbehörde vollumfänglich zu beachten. Zu nennen wären hier beispielhaft die Berücksichtigung eines "vorausschauenden Netzausbaus" sowie "neuer gesetzlicher Aufgaben" in der Entgeltregulierung.

Die Bindung der Regulierungsbehörde bei der Methodenwahl und -anwendung an den „Stand der Wissenschaft“ und die stärkere Begründungspflicht sind eine Mindestvorgabe des Gesetzgebers, die erfüllt werden muss. Darüber hinaus sollten die Festlegungen wissenschaftlich begleitet werden, bspw. durch einen ökonomischen Expertenbeirat.

Schließlich lässt die angekündigte Festlegungsstruktur aktuell noch einige Fragen offen, deren Beantwortung aus Sicht des BDEW eines weiteren Dialogs bedarf. Es ist wichtig, dass diesbezüglich hinreichend Rechtsklar- und damit auch Rechtssicherheit erlangt wird. So ist zum Beispiel noch der Geltungszeitraum der Festlegungen der 1. Ebene unklar, ebenso unter welchen Voraussetzungen diese in welchen Zyklen angepasst werden können.

Rechtlich einzuordnen wäre obendrein, woran sich die Festlegungen der 2. und 3. Ebene inhaltlich messen lassen müssen. Gelten die Festlegungen der jeweils höheren Ebene neben den europäischen und gesetzlichen Vorgaben als materieller Prüfungsmaßstab?

Das Regulierungssystem ist ein komplexes Gebilde, in dem alle Regelungen und Maßnahmen in Wechselwirkungen mit anderen stehen. Deshalb kann zu den einzelnen Thesen des Eckpunktepapiers oftmals auch nicht sachgerecht Stellung genommen werden, bevor das Zusammenspiel mit in anderen Thesen angesprochenen Maßnahmen feststeht.

Ansprechpartner

Jan Kiskemper
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

Dr. Michael Koch
Abteilung Recht
+49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de

Kevan Skorna
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1669
Kevan.skorna@bdew.de