Stellungnahme zur BNetzA-Sachstandsmitteilung zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung der Elektrizitäts- und Gasverteilnetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN) und zur Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF)

Stellungnahme, Thüga Aktiengesellschaft | 27.02.02025

VORWORT

Vorschläge zur Schaffung eines zukunftsfähigen Regulierungsrahmens für nachhaltige Investitionen und Effizienz

Die vorliegende Stellungnahme zur Sachstandsmitteilung zielt darauf ab, notwendige und zielführende Anpassungsbedarfe frühzeitig aufzuzeigen. Insbesondere möchten wir auf die Notwendigkeit hinweisen, **investitionsfreundliche und faire Rahmenbedingungen** zu schaffen, um das **Vertrauen** und die **Akzeptanz** in den neuen Regulierungsrahmen sowie die **Wettbewerbsfähigkeit** und langfristige Leistungsfähigkeit unserer Netzinfrastruktur zu sichern.
Wir möchten betonen, dass wir außerdem dringend auf einen signifikanten **Abbau bürokratischer Hürden** angewiesen sind. Wenn unnötige Verwaltungsprozesse reduziert und vereinfacht werden, können sich unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verstärkt auf innovative Lösungen und konkrete Maßnahmen konzentrieren, die den Übergang zu einer nachhaltigen Energiezukunft schneller vorantreiben. Ferner möchten wir hiermit an alle Akteure, die bei der konkreten Ausgestaltung der neuen regulatorischen Rahmenbedingungen maßgeblich beteiligt sind, appellieren, dass die übergreifenden Ziele, die sich die Bundesnetzagentur zu Beginn des NEST-Prozesses (Eckpunktepapier NEST) selbst gesetzt hat, kritisch und kontinuierlich als Prüfungsmaßstab herangezogen werden. Somit wird sichergestellt, dass der **Blick auf das große Ganze** in der Ausgestaltung beibehalten wird und man nicht in kleinteilige Muster verfällt, indem man sich in der Ausgestaltung in zu vielen Details verliert, welche die Anreizregulierung im Ganzen nicht unbedingt besser machen, insbesondere nicht dazu führen, das dringend benötigte Kapital für den Netzausbau zu generieren und die Redispatch-Kosten nachhaltig zu senken.

Auch möchten wir appellieren, dass der NEST-Prozess nicht zum Anlass genommen werden darf, Netzentgeltreduzierungen dadurch zu erzielen, dass die Einhaltung der **Kostenbudgets** für

Netzbetreiber erschwert wird, z.B. durch eine Erweiterung der Kostenarten, die dem Effizienzvergleich unterliegen, sowie beschleunigte Abbauvorgaben in einer dreijährigen Regulierungsperiode. Die Unterdeckungen der OPEX-Budgets schmälern bereits die **theoretisch zugestandene Verzinsung** massiv. Dabei ist das Vertrauen auf auskömmliche Rahmenbedingungen gerade in der jetzigen Marktsituation elementar, um langfristig stabile Investitionen auch aus eigener Kraft zu sichern, da der Bankenfinanzierung mehr und mehr Grenzen gesetzt sind.

1. Allgemeine Anmerkung zur Normenhierarchie

Zusammengefasste Stellungnahme zu RAMEN und NEF aufgrund Themenüberschneidung

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt ein gestuftes System von Festlegungen nach Detaillierungstiefe vorzunehmen. Dabei soll die Rahmenfestlegung (RAMEN) den Methodenfestlegungen und auf unterster Ebene den Perioden- oder Einzelfestlegungen übergeordnet sein. Hinsichtlich der Detailtiefe der Sachstandsmitteilungen NEF und RAMEN möchten wir anmerken, dass die Methodenfestlegung NEF und die Rahmenfestlegung RAMEN in puncto Detailtiefe nicht immer dieser Ordnung entsprechen. Auch finden sich vielerlei Querverweise zwischen den beiden Sachstandsmitteilungen. Daher haben wir aus Gründen der Praktikabilität unsere **Stellungnahme** zu **RAMEN und NEF** themenspezifisch in einer gebündelten Stellungnahme **zusammengefasst**.

2. Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

Die bislang praktizierten Prüfungsansätze erhöhen den Zeitverzug indirekt noch mehr

Eine Regulierungsperiode soll künftig grundsätzlich drei Jahre dauern, mit Ausnahme der fünften Regulierungsperiode. Damit beabsichtigt die Bundesnetzagentur, dass Netzbetreiber somit ihre Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Erlösobergrenze einbringen können. Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode sollte auch die Bedeutung des Basisjahrs schwinden. Die Bundesnetzagentur schreibt ferner, dass dies zur Folge hat, dass die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres dadurch weniger intensiv erfolgen, in der Prüfpraxis grundsätzlich eher von einer **Durchschnittsbildung** ausgegangen werden könnte und darüber hinaus verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt kann. Gleichwohl erwähnt sie, dass sie hinsichtlich der Prüfung der kostenmindernden Erlöse und Erträge verstärkt an die Regelungen der Bestimmung der Aufwendungen anknüpfen möchte, indem sie Anpassungen auf einen angemessenen Wert beabsichtigt.

Wir möchten hierzu anmerken, dass die Ausführungen hinsichtlich der weiteren Prüfungspraxis äußert vage gehalten sind und befürchten, dass die in den vergangenen Kostenprüfungen teilweise selektiven und kleinteiligen Vorgehensweisen unverändert fortgesetzt werden könnten.
Auch ein Festhalten an der Durchschnittsbildung stellt unstrittig eine vergangenheitsbezogene Herangehensweise dar und spiegelt nicht die **zukünftigen Kostensteigerungen** adäquat wider. Das Abstellen auf historische Daten vor den Basisjahren berücksichtigt darüber hinaus auch nicht Veränderungen in der Kostenstruktur oder neue Kostenfaktoren, die in der Zukunft relevant werden, gar strukturelle Veränderungen des Unternehmens. Somit ergibt sich allein schon durch die vergangenheitsbezogene Durchschnittsbildung faktisch ein weiterer Zeitverzug, der über 2 bis 5 Jahre (bei einer 3-jährigen Regulierungsperiode) hinaus geht, ungeachtet nicht anerkannter OPEX-Budgets aufgrund teils nicht nachvollziehbarer Kürzungsansätze. Diese Vorgehensweise reizt den Basisjahreffekt geradezu an.

Nur objektivierte Prüfungsmaßstäbe schaffen Vertrauen und verhindern den Basisjahreffekt

Wir möchten an dieser Stelle zum Ausdruck bringen, dass wir die Motivation der teilweisen inkonsistenten und oftmals nicht objektivierten Herangehensweise in der vergangenen **Prüfungspraxis** nicht nachvollziehen können und viel Zeit und Mühe in teils erfolglose Begründungen und Nachweise stecken mussten. Situativ wurde die Mittelwertbildungssystematik je nach Ausprägung der zu prüfenden Kostenartenentwicklung unterschiedlich angepasst. Die **selektive Vorgehensweise** hat sich fast immer zum Nachteil des Netzbetreibers ausgewirkt. Wir appellieren künftig an klare und faire Vorgehensweisen. Kostensteigerungen sind nicht immer linear oder gleichmäßig. Die Vergangenheit zeigt möglicherweise stabile oder nur geringe Steigerungen, während in der Zukunft plötzliche, unvorhersehbare Veränderungen auftreten können. Auch können strukturelle Änderungen die Vergleichbarkeit der Jahre massiv beeinträchtigen. Wir erachten eine objektive und zukunftsgerichtete **Prüfungssystematik** als die vorzugswürdigere Herangehensweise, wenn es darum geht, den **Basisjahreffekt** zu schmälern und den Zeitverzug der OPEX-Steigerungen abzufedern.

Mehrjährige Bearbeitungsrückstände bei der Prüfung diverser Anträge

Es ist allgemein bekannt, dass eine Vielzahl von langjährigen Bearbeitungsrückständen bei den zuständigen Regulierungsbehörden zu verzeichnen ist. Sollte sich dieser Zustand auch im neuen Regulierungsrahmen unverändert fortsetzen, weil bürokratische Hürden nicht in den erforderlichem Umfang abgebaut werden, beziehungsweise die Verschlankung und Vereinfachung von Prozessen ausbleibt und sich Entscheidungsprozesse dadurch weiterhin über viele Jahre hinziehen, befürworten wir die Einführung einer **Genehmigungsfiktion**. Somit könnten Netzbetreiber nach einer bestimmten Frist davon ausgehen, dass ihr Antrag genehmigt wurde, auch wenn dies formal noch nicht der Fall ist. So könnte, beispielsweise bei den Rückständen in der Prüfung der Regulierungskonten, eine

Genehmigungsfiktion signifikant dazu beitragen, bürokratische Verzögerungen zu vermeiden und die **Planbarkeit** und **Rechtssicherheit** für die Netzbetreiber erhöhen.

3. Jährliche OPEX-Anpassung

Die Anpassung der Betriebskostenbudgets muss bereits in der vierten Regulierungsperiode starten und für alle Netzbetreiber gelten

Die Anpassung der Betriebskosten (OPEX) in der 5. Regulierungsperiode auf Basis eines parameterbasierten Betriebskostenaufschlags von effizienten Kosten begrüßen wir ausdrücklich. Diese Methode stellt sicher, dass die Anpassung der OPEX-Budgets konsistent und an die sich ändernden Versorgungsaufgaben angepasst erfolgt, ohne dass es zu einer Überkompensation kommt. Dies wurde durch die Darstellungen des Verbandes der kommunalen Unternehmen (VKU) für die dritte Regulierungsperiode nachgewiesen.
Nicht verständlich und nicht begründbar ist jedoch, wieso es nach dem Vorschlag der BNetzA aufgrund Tenorziffer 16.1 zu einer strukturellen **Ungleichbehandlung zwischen Netzbetreibern im Regelverfahren und Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren** kommen soll. Auch Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sollten die Möglichkeit erhalten, ihre energiewendebedingten betrieblichen Mehrkosten auszugleichen. Ansonsten entstünde eine Wettbewerbsverzerrung.

Allerdings besteht überdies die Problematik stark zunehmender OPEX aufgrund sich ändernder Aufgabenstellungen im Stromnetzbereich bereits aktuell. Daher ist notwendig, die Möglichkeit einer **OPEX-Anpassung** bereits in der aktuellen **vierten Regulierungsperiode vorzusehen**.
Bei der Ermittlung der Anpassungsbeträge muss berücksichtigt werden, dass der Netzbetrieb von erheblichen Kostenremanenzen geprägt ist. Beispielsweise kann bei einem vorübergehenden Rückgang der zeitgleichen Jahreshöchstlast nicht automatisch von einem OPEX-Rückgang ausgegangen werden, während ein Anstieg in der Regel auf eine Zunahme der OPEX schließen lässt. Schwellwerte für die Berücksichtigung eines OPEX-Anstiegs sollten mit Bedacht gewählt werden, um vor allem Bagatellanpassungen zu verhindern. Eine sorgfältige und durchdachte Anpassung der OPEX ist entscheidend, damit die Netzbetreiber den Herausforderungen im Strombereich gerecht werden können.
Da sich die Versorgungsaufgabe aktuell sehr dynamisch ändert, sollte geprüft werden, inwiefern der t-2-Bezug bei der Ermittlung der zu Grunde liegenden Parameter in einen **t-0-Bezug** umgewandelt werden kann.
Im Hinblick auf die Handhabbarkeit und den einhergehenden Verwaltungsaufwand stellt eine **fünfjährige Regulierungsperiode mit einer jährlichen OPEX-Anpassung** im Vergleich zu einer dreijährigen Regulierungsperiode die **deutlich zu bevorzugende Variante** dar. Die Bindung der OPEX-

Anpassung an Parameter der Versorgungsaufgabe stellt sicher, dass eine Anpassung der Betriebskostenbudgets nur so lange erfolgt, wie auch das Ausmaß der **Versorgungsaufgabe** zunimmt.

In Kapitel 15 finden sich konkrete Vorschläge zu möglichen Vereinfachungen. Wir bitten diese Vorschläge kritisch zu würdigen und möchten betonen, dass wir bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode dringend auf den Abbau bürokratischer Hürden angewiesen sind.

4. Kostenanteile die nicht dem Effizienzvergleich und Budgetprinzip unterliegen sollen

Im Kontext sämtlicher Personalkosten besteht akuter Handlungsbedarf

Die Bestimmung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, soll künftig nach den Abgrenzungskriterien **Exogenität**, **Gleichartigkeit** und **Volatilität** erfolgen. Einige Kostenpositionen, die bislang als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft sind, werden somit im neuen Regulierungsrahmen in den Effizienzvergleich einbezogen und dem Budgetprinzip unterworfen. Durch diese Absicht wird hinsichtlich **aller mit dem Personal im Zusammenhang stehenden Kosten** ein negatives Signal gesetzt. Wir möchten an dieser Stelle klarstellen, dass die Ressource Personal maßgeblich für die Wertschöpfung in unserem Unternehmen und das Gelingen der Energiewende ist. Insbesondere in **hochspezialisierten Bereichen wie der Energiewirtschaft** stellt der **Fachkräftemangel** eine der größten Herausforderungen dar. Als Netzbetreiber sind wir bereits seit Jahren gezwungen unsere Personalressourcen effektiv einsetzen und zu halten. Wir möchten ausdrücklich anmerken, dass das Personal, welches uns verloren geht, oftmals in wettbewerblich orientierten Unternehmen lukrativere Rahmenbedingungen vorfindet. Allein vor diesem Hintergrund erscheinen zusätzliche Anreizmechanismen zur Effizienzsteigerung und Simulation des Wettbewerbs im Kontext unseres Personals nicht nachvollziehbar. Daher müssen

- Kosten der betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen,
- Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit,
- Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen
- und **vor allem künftig auch Löhne und Gehälter** der im Netzbereich beschäftigten Personals

(weiterhin) als **Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen**, behandelt werden.

Budgetprinzip beim Personal schmälert die sozialen Standards zu Lasten der Mitarbeitermotivation und -bindung

Personalkosten und insbesondere die Kosten für Aus- und Weiterbildung bedürfen einer Wertschätzung, da wir diese als eine Investition in die Entwicklung der Fähigkeiten und Qualifikationen unserer Mitarbeiter von morgen ansehen und diese die Energiewende mitgestalten. **Marktkonforme Rahmenbedingungen** hinsichtlich Urlaubes, Altersvorsorge oder Gesundheitsprogrammen sind elementar, wenn es darum geht qualifizierte Kräfte zu gewinnen, zu motivieren und vor allem zu halten. Die Nichtdeckung dieser Sozialleistungen kann die langfristige Stabilität und den Erfolg des Unternehmens und der Energiewende stark gefährden.

Die **Arbeitsbelastung** und der Stress unseres Personals haben in den letzten Jahren, insbesondere aufgrund der zunehmenden Herausforderungen, die die **Energiewende** mit sich bringt, signifikant zugenommen. Obendrein sind wir durch die vorgeschlagenen Rahmenbedingungen weiteren **Einsparzwängen** unterworfen. Dies kann das **Image unseres Unternehmens, gar der gesamten Branche,** nachhaltig schädigen. Die Kosten für unser Netzpersonal müssen vollständig regulatorische Berücksichtigung finden, indem sie in der Erlösobergrenze abgebildet werden können.

Sachgerechte jährliche Anerkennung der tatsächlichen Personalkosten anstelle des Budgetprinzips

Im Kontext der regulatorischen Abbildung sämtlicher Personalkosten besteht grundsätzlicher und akuter Handlungsbedarf. Netzbetreiber müssen die steigenden Personalkosten bislang aus eigenen Mitteln finanzieren. Dabei gibt es wenig Einflussmöglichkeit, wann Personal am Markt verfügbar ist, wann Mitarbeiter das Unternehmen verlassen oder Langzeiterkrankungen auftreten. Das **Budgetprinzip bei den Personalkosten** erscheint schon aus diesen Gründen **nicht gerecht**. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass ein erheblicher Ressourcenbedarfs aus der Umsetzung diverser neuer und immer komplexerer Anforderungen und gesetzlicher Vorgaben resultiert. Es ist bereits heute eine immense Herausforderung, qualifizierte Fachkräfte zu gewinnen oder gar zu halten. Wenn Netzbetreiber ihre Personalkosten nicht annähernd decken können, wird sich der **Wettbewerbsnachteil im liberalisierten Arbeitsmarkt** noch verstärken und langfristig die Effizienz und Innovationskraft der Netzbetreiber verringern, was folglich die Qualität der Netzversorgung massiv beeinträchtigt.

Die Anpassung des Regulierungsrahmens ist ein guter Zeitpunkt diesen Aspekt umzudenken

Wir appellieren, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen die **realen Personalkosten** korrekt widerspiegeln – nicht mehr und nicht weniger! Nur so können Netzbetreiber auf lange Sicht verlässlich planen und arbeiten, was langfristig die Innovationskraft, die Qualität und Effizienz des gesamten Netzes und somit letztlich den **Kundennutzen** positiv beeinflusst.

5. Volatile Kosten

Anpassungsbedarf des Korrekturterms

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt den Wert der volatilen Kosten des Basisjahres mittels eines Korrekturterms in der Regulierungsformel anzupassen. Somit soll ein Gleichklang zu dem in den OPEX des Ausgangsniveaus enthaltenen Wert hergestellt werden. Genauer gesagt wird der im Ausgangsniveau **enthaltene volatile Kostenanteil in den Effizienzvergleich** einbezogen und die ineffizienten volatilen Kosten über den Verteilfaktor abgebaut. Die Abbauvorgabe entfaltet sich auch bei den Anpassungsbeträgen der volatilen Kosten, was durch das Auslassen dieser Abbauvorgabe im Korrekturterm (1 – Xind, t) erfolgt:

Term für die Abbauvorgabe:

$$X_{ind,t} = V_t \times (1 - EW)$$

Ausgangsniveau mit Abbauvorgabe:

$$+ OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

Anpassung der Volatilen Kosten zum Basisjahr:

$$+ VK_t - VK_0 \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

Der Basisjahrwert der volatilen Kosen (VK0) ohne Abbauvorgabe lässt die Differenz (den Anpassungsbetrag niedriger ausfallen)

(siehe Seiten 4 und 5, Sachstandsmitteilung RAMEN)

Somit entfaltet sich die Abbauvorgabe in den angepassten volatilen Kosten aufgrund des zu geringen Differenzbetrags durch Weglassen des Terms (1 – Xind, t) im Bezug auf die volatilen Kosten des Basisjahres. Damit unterliegen alle als volatil eingestuften Kostenarten vollständig dem **Effizienzvergleich und** der **Abbauvorgabe**. Dies steht im Wiederspruch zu der Einordnung der BNetzA, dass **volatile Kosten einen Mittelweg** zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen.
Darüber hinaus gilt festzuhalten, dass bestimmte volatile Kostenarten bereits mit weiteren Anreizmechanismen belegt sind, wodurch eine unsachgemäße Doppelung stattfinden würde, ganz zu schweigen von dem Instrument der Kostenprüfung, welches ebenfalls Maßstäbe für den Ansatz effizienter Kosten setzt. Eine mehrfache Belegung dieser Kostenarten mit verschiedenen Anreizinstrumenten scheint als nicht sachgerecht, zumal ein wesentlicher Teil dieser Kosten nicht beeinflussbar

ist. Der Korrekturterm der volatilen Kosten sollte daher um die Effizienzabbauvorgabe angepasst werden, sodass die volatilen Kosten zwar kostenseitig im Basisjahr in den Effizienzvergleich eingehen können, die Anpassungsbeträge aber **keiner Effizienzabbauvorgabe unterliegen**. Damit wäre dem beabsichtigten Mittelweg Rechnung getragen.

Mengenkomponente Verlustenergie

Die Anerkennungspraxis von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hat zu großen Kontroversen zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern geführt, da Netzbetreiber teils gegenüber dem Basisjahr deutlich gestiegene **Netzverluste** ausweisen mussten. Es besteht daher weiterhin erheblicher Anpassungsbedarf bei der Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie für die **Mengenkomponente**. Höhere Verlustenergiemengen entstehen aus bestimmten technischen, geografischen oder demografischen Umständen. Ist beispielsweise die EEG-Erzeugung im Verhältnis zum Letztverbrauch sehr hoch, kann dies mit höheren Rückspeisungen einhergehen, die Netzverluste verursachen. Auch induzieren einspeisende Biogas- und KWK-Anlagen durch eine stetig hohe Einspeiseleistung mehr Verluste. Ferner weisen Netze mit niedrigerer Nennspannung höhere Verluste als Netze mit höherer Nennspannung auf. Diese Aspekte stehen nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers. Daher müssen sie bei der Anerkennung von Verlustenergiemengen und damit auch deren Beschaffungskosten im neuen Regulierungsrahmen Berücksichtigung finden. Wir erachten daher eine **gesamthafte jährliche Anpassung (Preis- und Mengenkomponente)** für diese Kosten als erforderlich.

Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung

Die **EU-Methanemissionsverordnung** verpflichtet Netzbetreiber die Methanemissionen regelmäßig zu messen und Defekte schnellstmöglich zu beseitigen sowie das Ablassen von Gasen zu verringern. Die Verordnung sieht Vorgaben zur Reduzierung von Methanemissionen vor und belastet somit Netzbetreiber mit erheblichen zusätzlichen Kosten. Der Kostenanfall stellt für die Netzbetreiber eine exogene Größe dar, da diese unumgänglich sind, um den neuen gesetzlichen Anforderungen Rechnung zu tragen. Im Artikel 3 der Methanemissions-VO ist geregelt, dass Kosten zur Einhaltung der daraus entstehenden Verpflichtungen der Netzbetreiber - soweit diese den Kosten eines effizienten Netzbetreibers entsprechen - zu berücksichtigen sind. Auch im nationalen Regulierungsrahmen findet sich eine Regelung desselben Inhalts: § 21 Abs. 2 Satz 5 EnWG regelt, dass Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber in den Netzentgelten berücksichtigt werden sollen. Über die OPEX im Basisjahr ist dies jedoch aus mehreren Gründen nicht hinreichend möglich: Zum einen wird ein eingeschwungener Zustand allerfrühestens 2028 vorliegen, weshalb die Abbildung im Basisjahr 2025 nur einen Teil der zusätzlichen Kosten erfassen kann. Zum anderen würde eine Berücksichtigung nur bei den OPEX dazu führen, dass Netzbetreiber

Dienstleistungen noch im Jahr 2025 zu überhöhten Preisen einkaufen würden, was volkswirtschaftlich nicht sinnvoll erscheint.
Methanemissionen in Gasnetzen können durch Leckagen oder Defekte an Leitungen entstehen. Diese Leckagen sind jedoch **nicht konstant**, sondern hängen von vielen Faktoren ab, wie etwa exogene Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur, der Witterung beziehungsweise extremen Wetterereignissen oder der Häufigkeit von Wartungs- und Reparaturarbeiten. Auch benötigen Netzbetreiber neue technologische Lösungen zur Überwachung und Minderung von Methanemissionen bzw. zusätzliche Ressourcen über Dienstleister. Die Kosten für Technologien und zusätzliche Dienstleistungen zur Leckageerkennung und -behebung sind ebenfalls volatil, da sie von deren Marktverfügbarkeit abhängen. Wir bitten daher um die zeitnahe Prüfung und Umsetzung der Anerkennung dieser als volatile Kosten, um den Netzbetreibern einen fairen und praktikablen Anreiz und die Möglichkeit zu geben, ihre **gesetzlichen Verpflichtungen** im Einklang mit den Zielvorgaben der EU zu erfüllen.

6. Kosten für erforderliche Stilllegungen und unvermeidbare Rückbauten

Regulatorische Abbildung als volatile Kosten wird als sachgerecht erachtet

Die Sachstandsmitteilung zur Festlegung RAMEN sieht für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation vor, diese als **volatile Kostenanteile** im Erlöspfad einzubringen. Somit würden sowohl die jährliche Abbildung von Aufwendungen und korrespondierende Auflösungserträge im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze für Netzbetreiber sachgerecht abgebildet. Der Vorschlag wird daher begrüßt. Hinsichtlich der **Definition** möchten wir für die Festlegung anmerken, dass dabei neben den adressierten Stilllegungen der Vollständigkeit halber auch auf das Thema unvermeidbare Rückbauten eingegangen werden sollte, die insbesondere in städtischen Versorgungsgebieten erforderlich sein können. Auch sollte in der Festlegung aus dem Wortlaut erkennbar sein, dass es sich um **erforderliche Stilllegungen** und **unvermeidbare Rückbauten** handeln sollte, um prophylaktische Stilllegungs- und vermeidbare Rückbaumaßnahmen auszuschließen.

Einschätzung zur handelsrechtlichen Rückstellungsbildung für erforderliche Stilllegungen und unvermeidbare Rückbauten von Gasversorgungsnetzen

Grundsätzlich ist im Rahmen des Imparitätsprinzips darauf zu achten, dass die Gasnetze bis zum Zeitpunkt der Stilllegung regulatorisch sowie auch handelsrechtlich abgeschrieben sind. Durch die Festlegung zur Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) und der dadurch möglichen regulatorischen

Verkürzung der Abschreibungsdauer wurden hierfür die regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen. Diese müssen von der BNetzA auch nach 2027 aufrechterhalten werden, um Rechts- und Planungssicherheit nicht nur für die Netzbetreiber, sondern auch für deren Kapitalgeber zu schaffen. Eine rechtsverbindliche Stellungnahme des IDW zur Auswirkung von KANU 2.0 auf die handelsrechtlichen Nutzungsdauern wurde bis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht veröffentlicht.

Mit und nach der **Stilllegung von Gasnetzen** fallen Kosten für Umbaumaßnahmen sowie weiterhin Betriebskosten in diesem Zusammenhang an, z.B. im Wesentlichen für Tiefbau- und Straßenbaumaßnahmen. Handelsrechtlich besteht grundsätzlich ein Passivierungsgrundsatz. Für die Kosten der Umbaumaßnahmen sowie für die Betriebskosten der stillgelegten Gasnetze sind Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden, da diese wirtschaftlich und rechtlich verursacht sind.
Die **Rückstellung für unvermeidbare Rückbauten von Gasnetzen** ist analog zu der Rückstellung für die Stilllegung von Gasnetzen zu bilden.

7. Korrekturterm für Anlagenabgänge auch im Kontext der kalkulatorischen Buchverluste

Kalkulatorische Buchverluste sollten in einer sachgerechten Betrachtung ebenfalls Berücksichtigung finden

Wir erachten die im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs vorgesehene rechnerische Korrektur der **Kosten, Erlöse und Erträgen aus Anlagenabgängen** im Ausgangsniveau grundsätzlich als verursachergerechtes Vorgehen. Hier wird in der Sachstandsmitteilung beispielhaft auf die Berücksichtigung von etwaigen Entschädigungen sowie Verkaufs- und Verschrottungserlösen eingegangen.

Darüber hinaus möchten wir in diesem Kontext explizit das Thema **kalkulatorische Buchverluste** adressieren, da es in den Sachstandsmitteilungen RAMEN / NEF keine Erwähnung findet, jedoch in der Vergangenheit bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus ein wichtiges Thema war.
Die kalkulatorischen Buchverluste resultieren aus den Anlagenabgängen, die noch vor Ablauf der kalkulatorischen Nutzungsdauer aus dem Geschäftsbetrieb ausgeschieden sind. Sie entstehen zum Großteil durch von Dritten veranlasste Umlegungen, durch Umbauten oder auch durch vorzeitige Materialermüdung. Auch handelt es sich bei den kalkulatorischen Buchverlusten um keine Besonderheiten des Basisjahres. Werden die kalkulatorischen Buchverluste nicht anerkannt, gehen die in diesem Zusammenhang stehenden Kosten für den Netzbetreiber uneinbringlich verloren. Wir möchten darauf hinweisen, dass im Netzbetrieb Veränderungen am Anlagevermögen bzw. der Netzstruktur regelmäßig vorhanden sind (positiv wie negativ) und insbesondere im Gas weiter an Bedeutung gewinnen werden. Der neue Korrekturterm sollte daher auch die Effekte aus kalkulatorischen Buchgewinnen- und- Verlusten im Sinne einer ganzheitlichen verursachergerechten

Abbildung berücksichtigen. Wir bitten dahingehend um eine nähere Konkretisierung des Festlegungstextes.

8. Ermittlung des Pauschalbetrags beim Übergang von Netzen

Die Anwendung von KANU 2.0 kann zu Schiefständen bei der Ermittlung des pauschalen OPEX-Anteils führen

Findet in einem Energieversorgungsnetz ein teilweiser Übergang eines Netzteils auf einen anderen Netzbetreiber statt, vermindert sich die Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers entsprechend und die Erlösobergrenze des aufnehmenden Netzbetreibers wird um diesen Teil entsprechend erhöht.

Aufgrund der Festlegung **KANU 2.0**. möchten wir darauf hinweisen, dass sich **bei nicht flächendeckender Anwendung der höheren Abschreibungsmodalitäten**, z.B. Anwendung KANU 2.0 nur auf den übergehenden Netzteil, ein Schiefstand hinsichtlich der Ermittlung des Anteils der Erlösobergrenze des übergehenden Netzteils ergibt, wie aus der folgenden Formel zu entnehmen ist:

$$EO_{\ddot{U}N,t} = \frac{KK_{\ddot{U}N,t}}{KK_t} \cdot (EO_{ab,t} - vermNE_t - vorgNK_t)$$

(siehe Anlage 4 zu § 26 ARegV)

Somit würde das **Verhältnis** der im übergehenden Netzteil enthaltenen **Kapitalkosten** im Vergleich zu den gesamten Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers **überproportional** steigen. Bei flächendeckender und einheitlicher Anwendung von KANU 2.0 im gesamten Netz des abgebenden Netzbetreibers würden sich keine Verzerrungen ergeben (Differenzbetrachtung).

Bei der Bewertung eines Netzübergangs sind die übergehenden Kapitalkosten in aller Regel recht eindeutig zu identifizieren. Die Bestimmung der **übrigen Kosten** eines übergehenden Netzteils (**operative Kosten**) kann sich in der Praxis schwieriger darstellen. Sollten sich die beiden Vertragsparteien hinsichtlich der Höhe der übrigen Kosten nicht einigen können, kommt der **Pauschalbetrag** gemäß §26 Abs. 5 ARegV zur Anwendung:

$$PB_{\ddot{U}N,t} = \frac{KK_{v\ddot{U}N,j\ddot{U}N} - KK_{n\ddot{U}N,j\ddot{U}N}}{KK_{v\ddot{U}N,j\ddot{U}N}} \times OPEX_0 \times \left(1 - X_{ind,t}\right) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

(siehe auch Ziffer 15.7, BNetzA-Sachstandsmitteilung zur Festlegung RAMEN)

Der Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils berechnet sich aus der Multiplikation des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils im Verhältnis zu den in der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenen Kapitalkosten des jeweiligen Kalenderjahres. Würde nun für den abgebenden Netzteil KANU 2.0 angewandt (keine konsistente Anwendung im Gesamtnetz), ergäbe sich für den abgebenden Netzbetreiber ein **höherer OPEX-Anteil**. Dabei gilt zu allerdings zu berücksichtigen, dass hierbei beim abgebenden Netzbetreiber weiterhin **Fixkosten** anfallen (es findet beispielsweise i.d.R. kein Personalübergang o.ä. statt), während hingegen der aufnehmende Netzbetreiber nicht zwingend Personal einstellen muss, also keine sprungfixen Kosten hat. Der abgebende Netzbetreiber wäre in diesem Fall der Verlierer und der aufnehmende Netzbetreiber der Begünstigte.

Wir möchten daher darauf hinweisen, dass es im Gassektor bei o.g. Konstellation zu **Schiefständen** kommen kann. Auch kann sich der **begünstigte Netzbetreiber** einer **vertraglichen Vereinbarung immer verwehren** und für die Ermittlungssystematik gemäß o.g. Formel plädieren.
Wir denken, dass diese **Systematik** daher aufgrund der neuen Gegebenheiten KANU 2.0 und der abnehmenden Entwicklung des Gassektors auf den **Prüfstand** gestellt werden sollte. Im Hinblick auf die fernere Zukunft gilt zu berücksichtigen, dass, wenn Stilllegungs- und Rückbauvorhaben mehr und mehr in die Tat umgesetzt werden, höhere OPEX in der Gassparte anfallen. Das Verhältnis von CAPEX zu OPEX könnte sich daher verändern und die unveränderte Anwendung dieser Formel wäre dann nicht mehr sachgerecht.

9. Verzinsung von Anlagen im Bau bei fortgeführten Kapitalkosten

Die Verzinsung von Anlagen im Bau soll die Kosten und Risken der Investition in der Bauzeit abdecken

Die geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau sollen bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht mehr in der Verzinsungsbasis berücksichtigt werden. Somit soll der Anfangs- und Endbestand für geleistete Anzahlungen und Anlagen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags stets null betragen.

Wir sehen diesen Aspekt aus den folgenden Gründen äußerst kritisch: Gerade im Bereich von Infrastrukturprojekten, wie dem Netzausbau, ist es üblich, dass sich **große und kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre** ziehen, wodurch es gute Gründe gibt, diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkostenermittlung zu verzinsen. Der Bau von Netzinfrastruktur erfordert häufig enorme Investitionen, die über einen längeren Zeitraum finanziert werden müssen. Während der Bauphase ist ein erheblicher **Teil des Kapitals gebunden, ohne dass die Anlage sofort**

Einnahmen generiert. Um die Investitionskosten zu decken, werden in der Regel Kredite aufgenommen, deren **Finanzierungskosten bereits bei Baubeginn** eine reale Kostenbelastung für das Unternehmen darstellen. Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, diese Kosten während der Bauzeit zu decken, ist eine regulatorische Verzinsung für Anlagen im Bau elementar. Wenn die regulatorische Verzinsung auf Anlagen im Bau nicht anerkannt wird, kann diese Schieflage in den Finanzströmen ferner die Kreditwürdigkeit stark beeinträchtigen und die Konditionen erheblich verschlechtern.

Die Verzinsung ist ein wirtschaftliches Signal

Die Energiewende erfordert große Investitionen, die bis zur Realisierung teilweise viele Jahre in Anspruch nehmen. Die Verzinsung der Anlagen im Bau schafft für **Investoren** das notwendige Vertrauen in die regulatorischen Rahmenbedingungen. Investoren sind eher bereit, in große Infrastrukturprojekte zu investieren, wenn sie die Aussicht haben, die mit der Investition verbundenen **Finanzierungskosten und Risiken zu decken**. Ohne eine Verzinsung in der Bauzeit würden weniger Anreize gesetzt, in langfristige und notwendige Projekte zu investieren, weil Investoren ein Risiko darin sehen, was die Notwendigkeit zur Modernisierung und zum Ausbau der Infrastruktur behindert. Die Verzinsung von Anlagen im Bau sollte daher weiterhin auch bei der Abbildung der fortgeführten Kapitalkosten Anwendung finden.

Eine Wertekorrektur der Anlagen im Bau sollte nur auf Anlagen beschränkt werden, die noch im selben Jahr fertiggestellt werden, da diese durch Umgliederung vollumfänglich im kalkulatorischen Sachanlagevermögen bereits zum 01.01. abgebildet werden. Somit werden **Doppelansätze verhindert** und die Finanzierungsstabilität der Netzbetreiber nicht eingeschränkt.

10. Zinsbonus für Baukostenzuschüsse im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags Strom

Keine differenzierte Behandlung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen

Baukostenzuschüsse (BKZ) und Netzanschlusskostenzuschüsse (NAKB) stellen für Netzbetreiber gleichermaßen eine wichtige **Finanzierungskomponente** dar. Ohne diese müssten sich Netzbetreiber **alternativ mit Fremdkapital** eindecken, um den Leistungsverpflichtungen gerecht zu werden.

Die BNetzA beabsichtig eine differenzierte regulatorische Behandlung zwischen Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen im Kontext des neuen Anreizelements „Zinsbonus“ (nur im Strom) vorzunehmen. Bislang mussten Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge nie separat ausgewiesen werden, da diese Leistungsverpflichtungen gleichermaßen in der

Anreizregulierung behandelt wurden. Auch in den **vergangenen Meldungen** an die Behörde konnten diese seitens der Netzbetreiber entweder gesamthaft als BKZ oder NAKB eingetragen werden. Ferner hat sich dies im Zeitablauf auch im internen **Sprachgebrauch** etabliert, indem beispielsweise nur von BKZ die Rede war. Dies schlug sich auch so in den **internen Prozessen und Büchern** nieder. Für die Netzbetreiber stellt der BNetzA-Vorschlag daher einen zusätzlichen **Aufwand** dar, mit dem eine Vielzahl von internen Anpassungen und **rückwirkenden Justierungen** verbunden sind, da diese Unterscheidung bislang nie erwartet wurde. Wir bitten, hier von verkomplizierenden Detailregelungen abzusehen, denn Komplexität sollte nur dann eingeführt werden, wenn sie tatsächlich einen Mehrwert bietet. Ein „Zinsbonus“ o.ä. sollte pauschal auf beide Elemente angewandt werden, da beide die **gleiche Zielsetzung** verfolgen, nämlich einen **Finanzierungsbeitrag** für die Netzinvestitionen zu leisten. Eine Differenzierung entspricht auch nicht dem Gedanken einer pauschalierten und damit **vereinfachten Kapitalkostenbestimmung**.

Der Vorschlag zum Zinsbonus stellt in seiner aktuellen Ausgestaltung einen Fehlanreiz dar

Grundsätzlich begrüßen wir die Bemühung, die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen anzureizen. Denn sie hilft Netzbetreibern, ihre **finanzielle Stabilität** zu wahren, da ohne diese Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge die Investitionskosten durch eine verstärkte externe Finanzierung abgedeckt werden müssen. Dadurch ermöglichen beide Elemente auch eine **schnellere und effizientere Netzinfrastrukturentwicklung.** Allerdings beschränkt sich der BNetzA-Vorschlag nur auf einen Teil der neu vereinnahmten Baukostenzuschüsse des Kapitalkostenaufschlags innerhalb einer Regulierungsperiode. Nach Ablauf der Regulierungsperiode gehen diese dann direkt in den Bestand und schmälern die Verzinsungsbasis wiederum. Insbesondere bei neu vereinnahmten Baukostenzuschüssen in den letzten Jahren der Regulierungsperiode verpufft der geringe und kurzfristig positive Effekt sehr schnell und schlägt mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode in das Gegenteil um und verstärkt somit sogar den Fehlanreiz. Wir möchten darauf hinweisen, dass mit der gegenwärtigen Ausgestaltung dieses Instruments der interne **Verwaltungsaufwand erhöht**, die **Transparenz reduziert** und der **Anreizeffekt eliminiert** wird. Eine Aufnahme von Fremdkapital und dadurch eine Vermeidung von Baukostenzuschüssen im Abzugskapital ist dadurch für Netzbetreiber die wirtschaftlich bessere Alternative.

Keine differenzierte Behandlung im Strom und Gas beim Anreiz für Baukostenzuschüsse nötig

Es sollte keine differenzierte Behandlung von Baukostenzuschüssen für Strom- und Gasnetze erfolgen, weil die **Grundprinzipien** in beiden Sparten weitgehend ähnlich sind. Neben der Finanzierungswirkung hat der Baukostenzuschuss auch eine wichtige **Steuerungswirkung**. Insbesondere aufgrund der abnehmenden Bedeutung der **Gassparte** ist der Baukostenzuschuss als Steuerungsinstrument umso wichtiger, zumal Gasnetzbetreiber weiterhin **Anschlussbegehren** erhalten, die teilweise mit

hohen Investitionskosten verbunden sind – Mittel, die für die Finanzierung der Transformationsprojekte anderer zukunftsträchtiger Sparten dann fehlen.

Verpflichtungen aus dem Konzessionsvertrag können Netzbetreiber benachteiligen

Die Anreizmechanismen im neuen Regulierungsrahmen müssen auch im Einklang mit den rechtlichen Verpflichtungen aus dem **Konzessionswettbewerb** stehen, beziehungsweise dürfen diese nicht zum Fehlanreiz führen: In einer Vielzahl von Konzessionsverfahren ist die Vereinnahmung eines Baukostenzuschusses aufgrund der **Standortpolitik der Kommune** ein wichtiges **Bewertungskriterium** im Vergabeverfahren. Die daraus resultierenden Verpflichtungen dürfen den Anreizmechanismen des neuen Regulierungsrahmens nicht entgegenstehen. Denn im gegenwärtigen System haben Netzbetreiber, die effizienterweise einen Baukostenzuschuss vereinnahmen, einen Nachteil in der Bewertung bei der Konzessionsvergabe und erleiden obendrein einen zweiten Nachteil, da ihre Verzinsungsbasis, aufgrund der dort passivierten Baukostenzuschüsse, geschmälert wird. Somit erleidet ein Netzbetreiber, der sich wirtschaftlich verhalten hat, gleich **einen doppelten Nachteil** während hingegen ein Netzbetreiber der keinen Baukostenzuschuss verlangt, im Konzessionsverfahren bessere Bewertungen erhält und zugleich keine Einbußen in der Verzinsungsbasis hinnehmen muss.

11. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer "im-Hundert" ist der sachgerechtere Ansatz

Die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer sollte „im Hundert“ erfolgen, da dies in puncto Genauigkeit der “vom Hundert”-Variante deutlich überlegen ist. Bei der “Im-Hundert-Rechnung" ist die Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer (= die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung) um die zu zahlende kalkulatorische Gewerbesteuer anzupassen. Die “Vom-Hundert-Rechnung" hingegen lässt außer Acht, dass die kalkulatorische EK-Verzinsung als Bezugsgröße den Gewinn nach Gewerbesteuern darstellt. Somit stellt die “Im-Hundert-Rechnung” die realistischere Berechnung dar, da sie die tatsächliche Steuerbelastung für das Unternehmen besser widerspiegelt.

Wir empfehlen daher dringend, im Rahmen der Überlegungen zu NEST eine harmonisierte Kalkulation der beiden Ertragsteuern (Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer) vorzunehmen. In Verbindung mit der Einführung des WACC-Ansatzes würde eine harmonisierte und korrekte Abbildung der Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer in Form einer „Im-Hundert“-Kalkulation auf folgende Ziele einzahlen:

- Vereinfachung des Regulierungssystems
- Höhere Transparenz für Investoren und Angleichung an das Vorgehen anderer europäischer Regulierungsbehörden
- durch korrekte und konsistente Netzkostenkalkulation Sicherstellung, dass die zugestandene kalkulatorische EK-Verzinsung nach Steuern ceteris paribus auch erwirtschaftet werden kann.

In der Sachstandsmitteilung zur NEF findet sich leider nur ein kurzer Satz am Ende der Tenorziffer 12, dass die "Im-Hundert-Rechnung" nicht in Betracht kommt. Für uns sind die diesbezüglichen Beweggründe der Bundesnetzagentur nicht nachvollziehbar, der Verweis auf das BGH-Urteil passt in diesem Zusammenhang nicht . Wir bitten daher im Rahmen der Anpassung des Regulierungsrahmens diesen Sachverhalt zu prüfen, bestenfalls unserer Empfehlung zu folgen und im anderen Fall zumindest um eine nähere **Begründung** für die Wahl des Ansatzes.

12. Qualitätsregulierung

Grundsätzliche Einordnung

Wir teilen die Einschätzung der Bundesnetzagentur, dass die Qualitätsregulierung eine notwendige Ergänzung zur rein auf Kosteneffizienz ausgerichteten Netzregulierung darstellt. Dabei geht es jedoch nicht darum, bestimmte Qualitätsziele oder eine möglichst hohe Versorgungsqualität vorzugeben, sondern vielmehr um eine ausgewogene Balance zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität, die im Verantwortungsbereich der einzelnen Netzbetreiber liegt.

Die Qualitätsregulierung auf den Strombereich beschränkt zu lassen, wird von uns als sachgerecht erachtet.

Adressatenkreis der Qualitätsregulierung nicht erweitern

Der Adressatenkreis für die Qualitätsregulierung sollte nicht erweitert werden, da dies der Zielsetzung der Bundesnetzagentur, die Regulierungsmechanismen zu beschleunigen und zu entbürokratisieren, entgegensteht. Ein größerer Adressatenkreis würde für alle Beteiligten, insbesondere für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sowie die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, **höheren Aufwand** bedeuten, während der gesamtwirtschaftliche Nutzen im Verhältnis zum Mehraufwand fraglich bleibt. Wir sprechen uns dafür aus, die Qualitätsregulierung auf Verteilnetzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden beschränkt zu lassen.

Aktuell sind rund 200 Stromverteilnetzbetreiber von der Qualitätsregulierung erfasst, wodurch bereits ca. 85 Prozent der Endverbraucher erreicht werden. Zudem haben sich die Netzzuverlässigkeitskennzahlen, wie SAIDI und ASIDI, über die vergangenen Jahre kontinuierlich verbessert und halten Deutschland im internationalen Vergleich auf einem Spitzenplatz. Dies gilt auch für die rund 600 Netzbetreiber, die derzeit im vereinfachten Verfahren reguliert werden und einer kontinuierlichen Verbesserung ihrer Netzzuverlässigkeit nachkommen. Eine Ausweitung des Adressatenkreises erscheint uns angesichts dieser stabilen Entwicklungen nicht angezeigt.

Ausgestaltung des Energiewendekompetenzfaktors

Ein **Energiewendekompetenzfaktor,** als neues Element der Anreizregulierung im Strombereich, kann aus unserer Sicht positive Effekte erzielen, wenn er im Sinne eines **Bonus** Netzbetreiber dazu motivieren kann, neben den aus ihrer Sicht ohnehin betriebswirtschaftlich und zur Erreichung der Klimawende notwendigen Maßnahmen noch zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, welche die Energiewende in Deutschland in volkswirtschaftlich sinnvoller Weise beschleunigen.
Die schrittweise Vorgehensweise in der geplanten Einführung durch die Bundesnetzagentur erachten wir bei der Einführung eines ganz neuen Instruments in das deutsche Anreizregulierungssystem als sinnvoll, um durch Prüfung der einzelnen Zwischenschritte zu gewährleisten, dass das neue Instrument zum einen durch die Erhebung der richtigen Daten praktikabel ist und keinen unnötigen Aufwand generiert und es zum anderen die richtigen Anreize zur beschleunigten Umsetzung der Energiewende und nicht etwa volkswirtschaftlich schädliche Fehlanreize setzt. Die konkrete Definition der Begrifflichkeit „Energiewendekompetenz“ sowie die Ermittlung geeigneter Indikatoren stellt dabei die Kernaufgabe dar.
Wichtig ist, dass Aufwand und Nutzen der **Datenerhebung** kontinuierlich überprüft werden, um das Ziel der Bundesnetzagentur zu unterstützen, die Regulierung „transparenter, einfacher und weniger bürokratisch“ zu gestalten (siehe NEST-Eckpunktepapier).

Trennung von Qualitätsregulierung und Energiewendekompetenz

Aus demselben Grund ist es aus unserer Sicht unerlässlich, in einem neuen Regulierungssystem **zwischen Qualitätselement und Energiewendekompetenzfaktor zu trennen**. Denn die Energiewendekompetenz hängt nicht zwangsläufig mit der Größe eines Netzbetreibers zusammen. Daher sollte allen Netzbetreibern jedenfalls die Möglichkeit gegeben werden, ihre spezifischen Kompetenzen nachzuweisen und dafür Anerkennung zu erhalten, unabhängig von einer einheitlichen Erweiterung des Qualitätselements. Der Anreiz der Energiewendekompetenz sollte außerdem die Zielgenauigkeit und Aussagekraft des bestehenden Q-Elements nicht verwässern. Aus diesen Gründen regen wir an, dass Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz nicht in das bestehende Qualitätselement integriert werden, sondern durch ein separates, von den Netzbetreibern optional zu wählendes Instrument bewertet werden sollten.

Hinsichtlich der Energiewendekompetenz eines Verteilnetzbetreibers ist zu beachten, dass diese immer im Verhältnis zu seiner **regional unterschiedlichen Versorgungsaufgabe** und der damit verbundenen, örtlichen Energiewende, u.a. der Last- und Erzeugungsdichte, den Schwerpunkten im Erneuerbaren-Ausbau (z.B. Windenergie- oder PV-Anlagen) sowie der Flächenverfügbarkeit für den Infrastrukturausbau zu bewerten ist. Daher bedarf es eines ausgewogenen Systems, welches klar die unternehmensindividuelle Betroffenheit bewertet und die korrekten Anreize setzen kann.

13. Formelelement Verbraucherpreisindex (VPI) in der neuen Erlösobergrenzenformel

Detailliertere Erläuterung des Produktoperators erforderlich

Beim Abgleich der neuen Erlösobergrenzenformel mit der des aktuellen Regulierungsrahmens ist aufgefallen, dass der VPI mit der Notation „**i**“ ergänzt wurde, die aufgrund eines **Produktoperators** erforderlich ist:

$$\prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

(siehe auch Ziffer 4.3, BNetzA-Sachstandsmitteilung zur Festlegung RAMEN)

Bislang wurde die jährliche Inflationsrate auf Basis der veröffentlichten Verbraucherpreisindizes des Statistischen Bundesamtes ermittelt, wobei ein t-2 Versatz der Jahreswerte zu berücksichtigen ist. Dabei wird die Steigerung des für das jeweilige Jahr relevanten Indexpunktes zum Indexpunkt des Basisjahres ermittelt (VPIt/VPI0). In Bezug auf die neue Formelkomponente, wäre es hilfreich, wenn Sie die Formel um eine **ausführlichere Erläuterung oder ein Beispiel** ergänzen könnten, sodass abschließende Klarheit besteht.
Wir interpretieren aus dem Entwurf weiterhin einen t-2-Bezug beim VPI. Hier erachten wir allerdings einen t-0-Ansatz als die sachgerechtere Abbildung, um eine systematische Kostenunterdeckung der Kostenbudgets für die Netzbetreiber zu vermeiden.

14. Kleinstnetzbetreiberregelung und vereinfachtes Verfahren

Konkretisierungsbedarf hinsichtlich der Entgeltbildung und der beabsichtigten Vereinfachungen

Grundsätzlich begrüßen wir die Einführung der neuen Kategorie "Kleinstnetzbetreiber". Was hingegen die konkreten **Erleichterungen** beziehungsweise Vereinfachungen für diese Kategorie angeht, möchten wir folgendes anmerken: Kleinstnetzbetreiber mit einem bereinigten Kostenniveau von bis zu 500.000 EUR können laut Sachstandsmitteilung **von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen** werden, sofern die zuständige Regulierungsbehörde diese Kleinstnetzbetreiberregelung für ihren Zuständigkeitsbereich einführt. Dabei ist die **Kalkulation der Entgelte jedoch nach den Vorgaben der Tenorziffern 4 bis 13 der NEF-Festlegung** zu bestimmen, was wiederum die bestehende Regulierungssystematik fast vollständig abdeckt. Somit würde die lediglich die Netzkostenermittlung durch eine Kostenprüfung entfallen (Tenorziffer 3 NEF). Allerdings sind die Grundsätze der Netzkostenermittlung und damit verbundene Vorgaben des Effizienzvergleichs (Tenorziffer 4 NEF), die Regelungen zur Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tenorziffer 5 NEF), Regelungen zu Dienstleistungen (Tenorziffer 6 NEF), Aufwandsgleichen Kostenpositionen (Tenorziffer 7 NEF), Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 8 NEF), Kalkulatorische Abschreibungen (Tenorziffer 9 NEF), Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 10 NEF), Zinsbonus (Tenorziffer 11 NEF), Kalkulatorische Gewerbesteuer (Tenorziffer 12 NEF), sowie die Regelungen zu der Behandlung Kostenmindernder Erlöse und Erträge (Tenorziffer 13 NEF) auch für Kleinstnetzbetreiber anzuwenden. Nur die Periodenübergreifende Saldierung (Tenorziffer 14 NEF), ist nebst Tenorziffer 3 hiervon auch noch ausgenommen.
Die beiden Wortlaute, dass Netzbetreiber einerseits von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen sind, jedoch gleichzeitig sämtliche Regelungen, die Gegenstand der Anreizregulierung sind, weiterhin im Rahmen der Entgeltbildung auch auf Kleinstnetzbetreiber Anwendung finden sollen, wird von uns so interpretiert, dass nur der **Prozess der Kostenprüfung entfällt**, allerdings die Ermittlungssystematik der Entgelte weiterhin nach der gültigen Erlösobergrenzenformel zu bestimmen ist. Grundsätzlich wäre eine dahingehende Konkretisierung in der Festlegung hilfreich, sodass dies nicht zu Missverständnissen führt.

Was den vorgeschlagenen Schwellwert für Kleinstnetzbetreiber angeht (mit einem bereinigten Kostenniveau von bis zu 500.000 EUR), erachten wir es als sinnvoller und praktikabler, anstelle eines festen Eurobetrags die **gleichen Parameter wie im vereinfachten Verfahren** heranzuziehen. Im nachfolgenden Abschnitt begründen wir dies und sprechen uns für die Beibehaltung der **Kundenzahl** als Kriterium aus. Für die Kleinstnetzbetreiberregelung müssten die Schwellwerte natürlich unter denen im vereinfachten Verfahren angesetzt werden.

Letztverbraucher und Netznutzer sollen die Einhaltung der Maßstäbe nur überprüfen lassen können, wenn auch berechtigte Zweifel der zuständigen Regulierungsbehörde bestehen.

Es soll die **Vermutung** gelten, dass die Bestimmung der Netzentgelte den Vorgaben entspricht, wenn der Betreiber eines **Kleinstnetzes kein höheres Entgelt** fordert **als der Betreiber des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes**. Wir halten diese Vermutungsregelung für nicht zielführend: Unterschiede in den Entgeltstrukturen ergeben sich in benachbarten Netzgebieten nicht auf Grund möglicher Effizienzunterschiede oder gar einer nicht den gesetzlichen Vorgaben entsprechenden Kalkulation der Netzentgelte. Vielmehr sind hier abweichende **Netz- und Kundenstrukturen** ausschlaggebend. Bei Netzbetreibern in ländlich strukturierten Gebieten sind im Normalfall die Netzentgelte höher als in städtisch geprägten Gebieten. Strukturelle Heterogenität führt zu abweichenden Entgelten, die pauschale Annahmen nicht gerechtfertigten. In Abhängigkeit der Entwicklung der **Wärmewende** kann sich dieses strukturelle Ungleichgewicht noch verstärken, da das Verhältnis Kundenabnahme zum vorgehaltenen Versorgungsnetz stärker verschlechtert. Auch bestehen weitere **Unterschiede zwischen den Sparten**: Im Gas kann die unterschiedliche Anwendung der Abschreibungsmodalitäten nach KANU 2.0 erhebliche Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte haben und sich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber stark unterscheiden. Im Strom führt beispielsweise die EE-Kostenwälzung je nach Unternehmen und Spannungsebene zu teilweise hohen Unterschieden in der Netzentgeltentwicklung. Auch wenn die Bestimmung der Netznutzungsentgelte den rechtlichen Vorgaben entspricht, führt eine Vielzahl von Faktoren zu **unterschiedlichen Entwicklungen der Netzentgelte**. Dies stellt derzeit und auch künftig sogar mehr die Regel dar als die Ausnahme. Ein Abgleich der Entgelte von Kleinstnetzbetreiber mit dem vorgelagerten Netzbetreiber macht daher überhaupt keinen Sinn. Eine nachgelagerte Kostenprüfung im Fall einer Kundenbeschwerde sollte daher nicht auf der Vermutungsregelung beruhen. Eine Prüfung sollte vielmehr nur dann stattfinden, wenn nicht nur auf Seite des **Netznutzers bzw. Letztverbrauchers**, sondern auch auf Seite der **Regulierungsbehörde** berechtigte Zweifel an der rechtmäßigen Kalkulation der Netzentgelte bestehen. Die bislang beabsichtigte Vermutungsregelung würde der angestrebten Vereinfachung den Boden entziehen.

Die vorgeschlagene Systematik für das vereinfachte Verfahren ist gänzlich ungeeignet

Für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren soll als künftiges Auswahlkriterium nicht mehr die mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Zahl der Kunden maßgeblich sein, sondern ein Eurobetrag angesetzt werden, der sich aus festgelegten Quoten (90 % Elektrizitätsverteilernetzbetreiber / 82 % Gasverteilernetzbetreiber) aller bereinigten Ausgangsniveaus des Regelverfahrens ergeben soll.

Zum einen ist die vorgeschlagene Systematik schwer bis **kaum verständlich** und es bestehen unterschiedliche Interpretationen und Unklarheit. Auch ist unserer Ansicht nach ein Eurobetrag die schlechtere Variante als ein bestimmter Strukturparameter, da die Kostensituation ständigen Entwicklungen oder Änderungen unterliegt und damit weit dynamischer und auch stark exogen getrieben wäre. Ferner besteht das Risiko, dass die zugrundeliegenden **Ausgangsniveaus** zum besagten Zeitpunkt **noch nicht vorliegen**, was insbesondere in einer dreijährigen Regulierungsperiode noch häufiger der Fall sein dürfte als bereits aktuell. Mit der vorgeschlagenen Systematik ergäbe sich für Netzbetreiber darüber hinaus eine extrem hohe **Intransparenz und fehlende Planbarkeit**. Somit müssten viele Netzbetreiber, die bislang unter das vereinfachte Verfahren fallen, **vorsorglich auch Daten, die im regulären Verfahren verlangt werden, vorhalten**, um im Falle der Zuteilung zum regulären Verfahren, dann u.a. auch rückwirkend überhaupt Daten liefern zu können. Das setzt, je nach geforderten Dateninhalt, gegebenenfalls auch die interne Anpassung von Systemen voraus. Wir bitten Sie daher aufgrund der aufgezeigten Problematik an Ihren Zielvorgaben festzuhalten, was den **Abbau der Bürokratie** und die **Verständlichkeit** und **Vereinfachung** des neuen Regulierungsrahmens betrifft.

Zusammenfassend können wir in der vorgeschlagenen Systematik leider wenig Mehrwert, vielmehr viele Schwierigkeiten und Hürden erkennen und empfehlen daher eindringlich die **Beibehaltung der bisherigen Auswahlkriterien im vereinfachten Verfahren**, nämlich die Zahl der mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden, da sich diese in der Branche **etabliert** und **bewährt** haben. Auch die Größenordnungen (15.000 Kunden im Gas / 30.000 Kunden im Strom) haben sich als sachgerecht erwiesen und sollten daher beibehalten werden.

15. Weitere Hinweise: Vereinfachungsvorschläge als Beitrag zur notwendigen Entbürokratisierung

In diesem Kapitel möchten wir, über die Schwerpunktthemen der Sachstandsmitteilung hinaus, allgemeine und konkrete Vorschläge zur Entbürokratisierung geben. Bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode sind wir auf eine signifikante Reduzierung unnötiger Mehrarbeit angewiesen, insbesondere wenn die gesammelten Daten keinen Mehrwert bieten. Die folgenden Vorschläge würden zu einer spürbaren Vereinfachung von Verwaltungsprozessen führen, weshalb wir um Berücksichtigung im weiteren Verfahren bitten:

Vorschlag 1: Wegfall der erweiterten Tätigkeitsabschlüsse

Neben der gesetzlichen Notwendigkeit, nach § 6b EnWG, Tätigkeitsabschlüsse zu erstellen, hat die Bundesnetzagentur in einer eigenen Festlegung **erweiterte Prüfungsvorschriften** erlassen. Die

Aufstellung dieser erweiterten Tätigkeitsabschlüsse kann im Kontext der **kalkulatorischen Bilanz** aufgrund der umfangreichen Vereinfachungen, die die neue **WACC-Systematik** mit sich bringt, entfallen. Dies würde uns extrem viel interne Arbeit im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses ersparen und es würden weitere Abstimmung mit dem Wirtschafsprüfer entfallen. Aber auch hinsichtlich der GuV müssen aufgrund der erweiterten Prüfungsvorschriften viele „davon-Ausweise" erbracht werden. Diese und weitere Nachweise, wie der Anlagespiegel, können u.E. auch an anderer Stelle ausgewiesen werden. Ein Verzicht auf die Aufstellung eines erweiterten Tätigkeitsabschluss würde und mehrere Wochen interne Arbeit sowie bares Geld aufgrund niedrigerer Wirtschaftsprüferhonorare sparen. Wir erachten daher den normalen Tätigkeitsabschluss nach §6b EnWG als ausreichend an. Die erweiterten Festlegungen zu den erweiterten Prüfungsvorschriften sollten daher im neuen Regulierungsrahmen entfallen.

Vorschlag 2: Erzielbare Erlöse im Regulierungskonto auf handelsrechtliche Werte abstellen

Hinsichtlich der Anträge zum Regulierungskonto sehen wir enormes Potential, den Antrags- und Genehmigungsprozesses erheblich zu vereinfachen. Gemäß Tenorziffer 14.1 RAMEN soll das Vorgehen entsprechend § 5 Abs. 1 ARegV weitergeführt werden, auf dem Regulierungskonto unverändert die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den unter Berücksichtigung der **tatsächlichen Mengenentwicklung** erzielbaren Erlösen zu erfassen. Wir sprechen uns dafür aus, den zulässigen Erlösen stattdessen die **erzielten Erlöse gemäß handelsrechtlichem Jahresabschluss** gegenüberzustellen. Denn die jährlich zusätzliche Ermittlung der rein auf den abgerechneten Mengen basierenden Erlöse verursacht einen deutlichen Mehraufwand, dem keinerlei Mehrwert gegenübersteht. Hierbei liegt lediglich ein Zeitversatz zum handelsrechtlichen Jahresabschluss vor, in welchem für den Teil der zum 31.12. jeden Jahres noch ausstehenden Abrechnungen systemische Schätzungen zugrunde gelegt und gleichzeitig die Differenz der Vorjahresschätzung zur tatsächlichen Menge korrigiert werden.
Das folgende Zahlenbeispiel soll dies verdeutlichen: Ein Zählpunkt hat im Jahr t0 4.000 kWh „tatsächliche Menge" bezogen. In den Jahresabschlüssen stellt sich das wie folgt dar:

Jahresabschluss	Sachverhalt	Anzahl Tage	Menge	Bepreisung
t-1	Vorjahreskorrektur	0	0	0
	Abgerechnete Menge	300	3.000 kWh	Preisblatt t-1
	Systemische Schätzung	65	650 kWh	Preisblatt t-1
t0	Vorjahreskorrektur Systemische Schätzung	-65	-650 kWh	Preisblatt t-1
	Vorjahreskorrektur abgerechnete Menge	65	700 kWh	Preisblatt t-1
	Abgerechnete Menge	310	3.300 kWh	Preisblatt t-0
	Systemische Schätzung	55	585 kWh	Preisblatt t-0

t1	Vorjahreskorrektur Systemische Schätzung	-55	-585 kWh	Preisblatt t-0
	Vorjahreskorrektur abgerechnete Menge	55	700 kWh	Preisblatt t-0
	Abgerechnete Menge	usw.		

Hieraus ist ersichtlich, dass es im Jahresabschluss hinsichtlich der abgerechneten Menge lediglich einen leichten Zeitversatz gibt. Daneben würde sich bei einem Abstellen auf den Jahresabschluss vorteilig auswirken, dass eine zeitaufwändige zusätzliche Auswertung der ausschließlich abgerechneten Mengen entfallen könnte – Stichwort „Entbürokratisierung" – und dieser außerdem von einem Wirtschaftsprüfer geprüft und testierten wurde. Im Falle nachträglicher Abrechnungskorrekturen müsste außerdem keine Korrektur des Regulierungskontoantrages erfolgen, da diese Korrektur dann erst im Regulierungskonto des laufenden Jahres erfasst würde.

Selbst im Falle von Lieferanteninsolvenzen wären die in Rechnung gestellt (aber ausgefallenen) Netzentgeltzahlungen dennoch in den Umsatzerlösen enthalten, da die Forderungsausfälle in der Gewinn- und Verlustrechnung über die Aufwandsposition Einzelwertberichtigungen erfasst werden.

Als weitere Verfahrensvereinfachung sprechen wir uns deutlich dafür aus, auf die Nachweisrechnung der Erlöse aus Netzentgelten zukünftig zu verzichten, wie das bereits derzeit von der BK9 praktiziert wird. Dies würde den **operativen Arbeitsaufwand stark reduzieren**, zumal der Mehrwert dieser komplizierten Herleitungsrechnung nicht ersichtlich ist und – bei einer Bearbeitungszeit von ein bis zwei Wochen – in keinem Aufwand-Nutzen-Verhältnis steht. Auch aus dieser Perspektive zeigt sich wieder die Attraktivität des Heranziehens der erzielten Erlöse des Jahresabschlusses, welche bereits eine Prüfung seitens Wirtschaftsprüfer durchlaufen haben.

Vorschlag 3: Abbau der prophylaktischen Aufbereitung umfassender Datenpakete zur Vorratshaltung

Zuletzt sollten die **Berichtspflichten** beispielsweise zur Kostenerhebung oder Entgeltbildung auf das unbedingt notwendige Maß beschränkt werden, da diese eine erhebliche **administrative Belastung** darstellen. Bereits in einer 5-jährigen Regulierungsperiode führt dies zu unnötigem Mehraufwand, der nicht nur Ressourcen bindet, sondern auch die **Effizienz** für alle Beteiligten massiv einschränkt. Eine deutliche Verschlankung und Vereinfachung würde ein positives Signal an alle an der Kostenprüfung beteiligten Akteure senden, da diese teils auf eine umfangreiche **Datenvorratshaltung** ausgelegt ist.

Ansprechpartner Thüga: