

Stellungnahme zu den Entwürfen der Festlegung „eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber“ (RAMEN Strom) und der Festlegung „eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber“ (RAMEN Gas)

Aktenzeichen: GBK-25-01-1#1 & GBK-25-01-2#1

VORWORT

Die Thüga bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme und wird aus Effizienzgründen zu den beiden Festlegungsentwürfen RAMEN Gas und RAMEN Strom in einem einheitlichen Dokument Stellung nehmen. Da wir zu den Sachstandsmitteilungen zu den entsprechenden Verfahren bereits mit Schreiben vom 27. Februar 2025 ausführlich Stellung genommen haben, werden wir uns im folgenden auf die wesentlichen bzw. neuen Punkte beschränken. Ansonsten haben unsere Anmerkungen, Hinweise und Vorschläge vom 27. Februar 2025 weiterhin Geltung, da wir aus den Begründungen der vorliegenden Festlegungsentwürfe nicht erkennen können, dass die Große Beschlusskammer sich mit diesen bislang in einer Art und Weise auseinandergesetzt hätte, welche der Bedeutung der in Rede stehenden Materie für die vor uns liegenden Herausforderungen der Energiewende und somit das deutsche Energiesystem im Ganzen gerecht wäre.

Die deutsche Wirtschaftsministerin Katharina Reiche hat vor Kurzem ein Energiewende-Monitoring beauftragt, das als ein wesentliches Ziel die bessere Synchronisierung des Zubaus von Erneuerbaren Energien mit dem Stromnetzausbau verfolgt. Hierdurch sollen die Verbraucher von unnötigen Kosten entlastet werden, die heute dadurch entstehen, dass der Stromnetzausbau dem Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht „hinterherkommt“ und somit volkswirtschaftlich unnötige Kosten unter anderem für Redispatchmaßnahmen und EE-Vergütung ohne systemseitigen Nutzen entstehen. **Dem muss die Bundesnetzagentur auch mit dem neuen Regulierungsrahmen Rechnung tragen und die Netzbetreiber befähigen, ausreichende Kapazitäten sowohl im personellen wie auch im finanziellen Bereich für die vor ihnen liegenden massiven Ausbaupflichtungen aufbauen zu können.** Allein aus den Netzausbauplänen der großen Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden ergeben sich in dem vor uns liegenden Zeitabschnitt durchschnittliche Investitionen von 14,4 Mrd. € pro Jahr. Die Verteilnetzbetreiber im Gas stehen im Rahmen der vorgesehenen Dekarbonisierung bis 2045 vor einer ähnlich großen Aufgabe, indem sie Netze teilweise für Wasserstoff ertüchtigen und teilweise stilllegen müssen, wobei – wie durch uns durchgeführte Untersuchungen zeigen – gerade Letzteres mit erheblichem Aufwand an Personal und Kosten verbunden sein wird.

An dieser Weggabelung für das Gelingen der Energiewende, den Umbau zu einem volkswirtschaftlich möglichst effizienten Energiesystem und die Sicherung des Wohlstands in Deutschlands bietet der N.E.S.T.-Prozess die Chance, die richtigen Pflöcke einzusetzen. **Wir brauchen hierfür eine**

Anreizregulierung, die Sicherheit schafft: Sicherheit und Berechenbarkeit für die (auch internationalen) Investoren, ohne deren Bereitschaft zu investieren der notwendige Netzausbau nicht gelingen wird; Sicherheit aber auch für die benötigten Fachkräfte, so dass sie sich dazu entscheiden, in der Energiewirtschaft zu bleiben bzw. sich der Energiewirtschaft anzuschließen.

Die vorliegenden **Festlegungsentwürfe** bewirken allerdings leider das genaue Gegenteil: Sie **schaffen Unsicherheit**, indem sie **bewährte Mechanismen ohne Not ändern** möchten, **eine für Investoren vorhersehbare Netzrendite durch umfangreiche Änderungen am Effizienzverfahren**, die ohne Folgenabschätzung von der Bundesnetzagentur ins Spiel gebracht wurden, **unmöglich macht**, die **Verfahrenshoheit der Landesregulierungsbehörden** gem. § 54 Abs. 3 S.7 EnWG teilweise **nicht ausreichend beachtet** und das eigentlich von uns begrüßte pauschale WACC-Verfahren zur einfacheren und leichter vorhersehbaren Ermittlung der Kapitalverzinsung durch Ausnahmetatbestände, die Intransparenz schaffen, wieder entwertet.

Wenn die Festlegungsentwürfe in der heute vorliegenden Form beschlossen würden, **droht die Gefahr, dass dringend benötigte Netzinvestitionen nicht getätigt bzw. mangels ausreichender Rendite und ausreichender Kapitalausstattung gestreckt würden**. Wie die Unternehmensberatung Kearney in einer am 20. Juni 2025 erschienenen Studie errechnet hat, hat sich der Verschuldungsgrad der kommunalen Versorger von 2,4 im Jahr 2018 auf durchschnittlich 4,0 im Jahr 2023 erhöht. Viele Stadtwerke befänden sich damit am oberen Limit dessen, was Banken noch finanzieren. Vor allem die Kombination aus gestiegenen Zinsen, politischer Unsicherheit und regulatorischem Flickenteppich erschwere Investitionsentscheidungen, stellt die Studie fest. Dies ist ein für die Zukunftsfähigkeit der deutschen Energienetze besorgniserregender Zustand, dem durch Sicherheit beim regulatorischen Rahmen begegnet werden sollte. Von Partnerunternehmen aus der Thüga-Gruppe wissen wir, dass sie bei Umsetzung der Festlegungsentwürfe in der vorliegenden Form in den bisherigen Mittelfristplanungen für den Stromnetzausbau vorgesehene Investitionsmittel teilweise in andere Geschäftsfelder wie Erneuerbare Energien und Wärmenetze umschichten müssten, um den Renditeanforderungen ihrer Eigentümer und Kapitalgeber weiterhin gerecht werden zu können.

Werden die vorliegenden Festlegungsentwürfe nicht maßgeblich geändert, droht ein Szenario, in dem der parlamentarische Gesetzgeber gesetzliche Netzanschlussverpflichtungen wie § 18 EnWG und § 8 EEG, die Netzausbaupflichtungen nach sich ziehen, weiter relativieren muss, um das Gesamtsystem in Balance zu halten. Dies im Interesse des benötigten Netzausbaus im Strom und der benötigten Transformation der Gasnetze zu verhindern, ist ureigenes Anliegen unserer Stellungnahme.

Um die benötigte Sicherheit zu schaffen statt Unsicherheit hervorzurufen, schlagen wir **insbesondere folgende Änderungen an allen im Juni 2025 im Rahmen des N.E.S.T.-Prozesses vorgelegten Festlegungsentwürfen** vor:

- Beibehaltung der bewährten fünfjährigen Regulierungsperiode und der bewährten und transparenten Ausgestaltung des vereinfachten Verfahrens
- Beibehaltung von fünfjährigem Abbaupfad für Ineffizienzen und der sachlich und rechtlich gebotenen Sicherheitsmechanismen im Effizienzvergleich wie der Skalierung bei der SFA- und best-of-4 Methodik
- Dauerhafte und für alle Netzbetreiber wirksame Einführung eines Verfahrens zur Abbildung kontinuierlich steigender OPEX, jedenfalls in den Stromnetzen

- Abschaffung des t-2 - Verzugs im VPI, damit Netzbetreiber nicht der Inflation hinterherlaufen müssen
- Einführung eines Verfahrens zur Plausibilisierung von Prognosewerten wie EK-Zinshöhe und Xgen sowie zur Berücksichtigung europäischer Vergleichswerte
- Keine Berücksichtigung von exogen verursachten Kosten aus insbesondere Redispatch 2.0, Gasnetzstilllegungen und EU-Methanemissions-Verordnung im Abbaupfad für Ineffizienzen.
- Pauschaler WACC-Ansatz, der die Kosten effizient beschafften Fremdkapitals vollständig deckt, auf unternehmensindividuelle Ausnahmeregelungen verzichtet und über einen Im-Hundert-Ansatz die kalkulatorische Gewerbesteuer sachgerechter abbildet

1. Allgemeine rechtliche Erwägungen

a) Die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur bedeutet nicht, dass sie nicht an die grundsätzlichen Ziele des europäischen und des nationalen parlamentarischen Gesetzgebers gebunden wäre. So muss sie z.B. auch die Vorgaben der §§ 21, 21a EnWG zum Maßstab ihres Handelns machen. Laut Gesetzesbegründung beschreiben diese „*die wesentlichen Elemente, die eine Anreizregulierung ausmachen.*“ (BT-Drs. 7310/23, S. 82). Somit muss die BNetzA die materiellen Anknüpfungspunkte des EnWG in ihre Festlegungen einfließen lassen. Die in diesem Zusammenhang wichtigsten Maßgaben sind:

- *Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung (§ 1 Abs. 2 EnWG)*
- *Die Entgelte werden ... unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikooangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. ... Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Bei der Bildung von Entgelten nach Satz 1 sollen ... das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung und dem Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen ... sowie Kosten neuer gesetzlicher und behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber berücksichtigt werden. (§ 21 Abs. 2 EnWG)*

Aus diesen Maßgaben fließt nicht nur die Konsequenz, eine Netzrendite zu gewähren, die nicht nur kurz-, sondern auch langfristig den notwendigen Netzausbau sicherstellt und Redispatch-Kosten möglichst gering hält, sowie die Notwendigkeit, den Netzbetreibern die Kosten z.B. aus EU-Methanemissionsverordnung, Redispatch 2.0, Netzdigitalisierung und Transformation der Gasnetze, als neuen gesetzlich angeordneten Aufgaben in angemessener Weise – mithin, ohne dass diese dem Abbaupfad für Ineffizienzen unterliegen - zu erstatten.

Darüber hinaus erfordern diese Maßgaben, dass die BNetzA eine **Folgenabschätzung der (wirtschaftlichen) Auswirkungen ihrer Regelungen** vornimmt und diese transparent in der Begründung ausweist. Diese ist im übrigen auch aufgrund des verfassungsrechtlich

verankerten Gebots der Verhältnismäßigkeit erforderlich, da Regelungen der BNetzA im Regelfall die Artikel 12 und 14 des Grundgesetzes betreffen. Gibt die BNetzA, bspw. in Rdnr. 555, an, nicht an die bisherigen Wertungen des Ordnungsgebers gebunden zu sein, so greift dies zu kurz. Sie muss nämlich vielmehr die Folgen ihrer Festlegungen mit dem Status Quo vergleichen und dann bewerten, ob diese im Hinblick auf die verfolgten Ziele geeignet, erforderlich und angemessen sind.

aa) Hieran bestehen bzgl. verschiedener Maßnahmen größte Zweifel. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang die vorgeschlagenen Änderungen beim Effizienzvergleich. Für diese wurde schon keine hinreichende Abschätzung ihrer wirtschaftlichen Auswirkungen durch die Bundesnetzagentur vorgenommen. Ein entsprechendes Gutachten, mit dem sich die Branche auseinandersetzen könnte, gab es vor Erlass des Festlegungsentwurfs zum Effizienzverfahren nicht. Die Auswirkungen des Umbaus des vereinfachten Verfahrens auf die Effizienzwerte im regulären Verfahren wurden von der BNetzA nach unserer Wahrnehmung nicht untersucht. Für den Wegfall des Best-of-4-Verfahrens, der Skalierung im SFA-Verfahren und der Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen sehen wir darüber hinaus keine sachlichen Rechtfertigungen, welche in einer Abwägungsentscheidung die erheblichen ökonomischen Auswirkungen dieser Vorschläge rechtfertigen könnten; bei den beiden erstgenannten Vorschlägen sehen wir eigentlich überhaupt keine Begründung, welche wissenschaftlich fundierte Vorteile dieser Vorschläge aufzeigt und diese daher sachlich rechtfertigen könnte. **Wir schlagen daher vor, mögliche Änderungen des Effizienzvergleichs zumindest zunächst vertieft zu untersuchen, mit der Branche zu diskutieren und zu diesem Zweck den gesamten Komplex aus dem N.E.S.T-Prozess auszuklammern.**

bb) Ganz generell fehlt es an einer objektiven Folgenabschätzung des N.E.S.T.-Prozesses. Die Bundesnetzagentur rechnet den strukturellen und somit langfristig wirkenden Verschlechterungen durch die vorgeschlagenen Änderungen insbesondere beim Effizienzvergleich und beim Xgen/VPI in der Hauptsache den OPEX-Aufschlag entgegen. Dies ist unzulässig, da es sich hierbei um eine nur für Stromverteilnetzbetreiber im regulären Verfahren vorgesehene Verbesserung handelt, die überdies nur für eine Regulierungsperiode geplant und deren Ausgestaltung bislang noch unklar ist. Im übrigen dient diese dazu, unzweifelhaft vorhandene OPEX-Aufwüchse auszugleichen, womit letztlich keine Verbesserung der Netzrendite verbunden ist. Langfristig wirkende strukturelle Verbesserungen für die Netzbetreiber stellt die BNetzA in ihren Festlegungsentwürfen den zahlreichen strukturellen Verschlechterungen hingegen nicht entgegen. Eine solch **einseitige Änderung des bisherigen Regulierungsrahmens zulasten des Netzbetriebs** und damit auch des „*überragenden öffentlichen Interesses an der Errichtung und dem Betrieb von Energieversorgungsnetzen*“ lässt bei uns große Zweifel aufkommen, **ob die im Rahmen des N.E.S.T.-Prozesses vorgelegten Änderungen der verfassungsrechtlich (und auch einfachgesetzlich) gebotenen Rechtsfolgeabschätzung und Interessenabwägung genügen.**

cc) Hinzu kommt noch, dass die positiven Auswirkungen einer für Netzbetreiber vorteilhafteren Änderung der Anreizregulierung auf ihre Investitionsfähigkeit und den damit verbundenen schnelleren Netzausbau sowie die schneller zu bewirkende Integration von Erneuerbaren Energien ins Verhältnis gesetzt werden müssen zu den damit einhergehenden negativen Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte. Wir können nicht erkennen, dass ein **Unterschied von 1 - 1,5 % der Erlösobergrenzen und somit im Durchschnitt 1 - 1,5 %**

Unterschied bei der Höhe der Netzentgelte die durch die strukturellen Verschlechterungen der deutschen Anreizregulierung zu erwartende Zurückhaltung auf der Investorenseite, die resultierenden Unsicherheiten über die künftige Kapitalausstattung und Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber und somit letztlich die Verlangsamung der Energiewende rechtfertigen könnte. Auch hier fehlt es aus unserer Sicht an einer rechtlich ordnungsgemäßen Folgenabschätzung.

- b) Ein weiterer rechtlicher Gesichtspunkt, auf den wir hinweisen wollen, ist die aus unserer Sicht **mangelhafte Würdigung der Rechte und der Stellungnahmen der Landesregulierungsbehörden**. Die BNetzA behauptet in Rdnr. 603, die im Rahmen von RAMEN vorgesehenen Regelungen griffen nicht in das Verwaltungsverfahren der Länder ein, da sie lediglich ein Verwaltungshandeln der Länderbehörden auslösen oder beenden würden, aber nicht dessen „wie“ determinieren würden. Diese Interpretation halten wir insbesondere im Hinblick auf die Bestimmung der für das vereinfachte Verfahren berechtigten Netzbetreiber, aber auch hinsichtlich der Durchführung der Kostenprüfungen bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden, welche deutlich mehr Personalbedarf und auch Änderungen in der Art und Weise der Kostenprüfung hervorrufen werden, schon per se für nicht haltbar. Führt man sich zusätzlich noch das Zustandekommen der Regelung des § 54 Abs. 3 S.7 EnWG vor Augen, welche eine Zustimmungsbedürftigkeit der den N.E.S.T.-Prozess auslösenden EnWG-Novelle Ende 2023 durch die Länder verhindern wollte, so spricht dies noch mehr dafür, nun im N.E.S.T.-Prozess selbst die vorgebrachten Interessen der Länder ausreichend zu würdigen, zu berücksichtigen und Benehmen mit den Ländern nach § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG herzustellen. Geschieht dies nicht, sehen wir durch die in Rdnr. 603 enthaltene Negierung einer Gestaltung des „Wie“ des Verwaltungshandelns die Gefahr unnötiger rechtlicher Unsicherheit und eines in der Folge durch die Interpretation durch die einzelnen Länder ggf. bundesweit uneinheitlichen Umgangs mit diesen für die Anreizregulierung wesentlichen Punkten. Ein anderer Umgang und eine weitergehende Berücksichtigung der Stellungnahmen der Länder im Text der finalen Festlegung wäre daher aus unserer Sicht ratsam.

2. Dauer Regulierungsperiode

Die Verkürzung der Regulierungsperiode ist kein adäquates Mittel, um die bestehenden Probleme zu lösen.

Die Bundesnetzagentur plant, das Regulierungssystem ab der 6. Regulierungsperiode auf eine dreijährige Regulierungsperiode umzustellen. Sie nimmt an, hiermit unter anderem dem Problem der wachsenden operativen Kosten der Netzbetreiber entgegenzutreten zu können. Außerdem nimmt sie an, durch eine solche Verkürzung werde nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden berührt. Beide Annahmen halten wir für falsch. Die Begründungen der Bundesnetzagentur für ihre Annahmen überzeugen nicht.

Da eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit zahlreichen weiteren Nachteilen und überdies rechtlichen und tatsächlichen Unwägbarkeiten verbunden wäre, raten wir hiervon dringend ab. Im einzelnen:

- a) Bei der Entscheidung zwischen der Verkürzung der Regulierungsperiode und alternativen Ansätzen zur besseren Abbildung der wachsenden operativen Kosten bewertet die BNetzA die jeweiligen Ansätze auf der Basis der Kriterien Treffsicherheit, Setzen von Effizianzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung und administrative Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber. Sie sieht am ehesten eine fünfjährige Regulierungsperiode gekoppelt mit einem OPEX-Anpassungsfaktor, wie ihn der VKU vorgeschlagen hat, als Alternative zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode. Sie kommt aber zu dem Schluss, dass die dreijährige Regulierungsperiode bei dem Kriterium Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung besser abschneidet als eine fünfjährige Regulierungsperiode, gekoppelt mit dem OPEX-Anpassungsfaktor, während die beiden Varianten bei den anderen Kriterien als gleichwertig betrachtet werden.

Die Abwägung der BNetzA überzeugt nicht. Die bessere Vereinbarkeit einer dreijährigen Regulierungsperiode mit dem Modell der Anreizregulierung wird damit begründet, dass beim Betriebskostenaufschlag ein zusätzliches Instrument über das Budgetprinzip hinaus benötigt wird. Die BNetzA führt aus, dass „die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist“ (Randziffer 644). Diese Ausführungen übergehen, dass es im Regulierungssystem mit dem Qualitätselement, dem Regulierungskonto und dem Kapitalkostenaufschlag durchaus innerperiodische Anpassungen gibt. Ein Betriebskostenaufschlag ist in anderen Regulierungssystemen wie dem österreichischen umgesetzt, ohne dass das österreichische Regulierungssystem weniger kompatibel mit der Anreizregulierung ist. Deshalb sollte der Schwerpunkt bei der Bewertung auf den anderen drei Kriterien liegen, weil sich damit besser die Eigenheiten der jeweiligen Ansätze erfassen lassen.

Beim Kriterium Treffsicherheit gesteht die BNetzA zu, dass die Dynamik der Kostenentwicklung auch mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden nicht genau erfasst werden kann. Dafür habe aber der OPEX-Anpassungsfaktor Nachteile bei der Treffsicherheit, wenn Kostenentwicklungen der Verteilnetzbetreiber nicht linear verlaufen. Außerdem sei die Anpassung der Erlösobergrenze mit den Koeffizienten aus dem Effizienzvergleich ungenau, da die Koeffizienten auch durch die CAPEX beeinflusst werden, die neben den OPEX in den Effizienzvergleich eingehen. Außerdem würden die Koeffizienten nur alle fünf Jahre gebildet.

Die Bewertung der Treffsicherheit darf jedoch nicht dabei stehen bleiben, dass Beispiele dafür angeführt werden, dass der jeweilige Ansatz nicht vollständig treffsicher ist. Es muss vielmehr das Ausmaß der Treffsicherheit des jeweiligen Ansatzes gewürdigt werden. Hierzu bietet es sich an, die Treffsicherheit bei der Startbasis der Erlösobergrenze für die kommende Regulierungsperiode von der Treffsicherheit beim Verlauf der Erlösobergrenze in der kommenden Regulierungsperiode zu unterscheiden.

Bei der Treffsicherheit hinsichtlich der Startbasis argumentiert die BNetzA, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine deutlich genauere Ermittlung der Kostenbasis als eine fünfjährige Periode ermöglicht, da die Kostenbasis in kürzeren Abständen erfasst und der Anreiz zur Verschiebung von Kosten in das Basisjahr reduziert wird. Sie bezieht allerdings nicht in die Betrachtung ein, welche Auswirkungen die „Pauschalierungen und Standardisierungen“ (Randziffer 663) bzw. die „dosierte“ Prüfung von Basisjahreffekten auf die Treffsicherheit haben, die sie bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode für notwendig hält. Die BNetzA streitet zwar ab, dass mit diesen Pauschalierungen und Standardisierungen eine Mittelwertbildung vorskizziert sei (Randziffer 757). Im Umkehrschluss ist damit eine Mittelwertbildung aber auch nicht ausgeschlossen, zumal die BNetzA diese Methode im Eckpunktepapier vom 18.01.2024 noch als Option genannt hat (S. 14). Bei einer Durchschnittsbildung würde die Startbasis der Erlöse für die kommende Regulierungsperiode

deutlich weniger exakt erfasst als bei einer gründlichen Prüfung in einer fünfjährigen Regulierungsperiode, die auf die individuellen Besonderheiten der Kosten des jeweiligen Netzbetreibers eingeht.

Bei der Treffsicherheit hinsichtlich des Verlaufs der Regulierungsperiode argumentiert die BNetzA, dass der OPEX-Anpassungsmechanismus auf Standardkosten beruhe, die in einem fünfjährigen Effizienzvergleich erfasst werden. Änderungen der Kosten seit dem letzten Effizienzvergleich würden dagegen über die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre besser erfasst. Bei ihrer Argumentation ignoriert die BNetzA, dass die dreijährige Regulierungsperiode einen Zeitverzug von bis zu 5 Jahren bei der Ermittlung der Kosten aufweist und daher der OPEX-Anpassungsmechanismus trotz des zweijährigen Zeitverzugs bei der Bestimmung der Standardkosten im Vergleich zur dreijährigen Periode vorteilhaft ist, da er über die standardisierten Kosten die tatsächlichen effizienten Kosten, die aus einer Veränderung der Aufgabe resultieren, ohne Zeitverzug erfasst. Eine vergangenheitsbezogene Betrachtungsweise, die mit einer bloßen Verkürzung der Regulierungsperiode ja erhalten bliebe, kann hingegen nach dem Basisjahr auftretende Kostensteigerungen nicht abbilden. Das Abstellen auf historische Daten berücksichtigt weder Veränderungen in der Kostenstruktur noch neue Kostenfaktoren, die erst während der laufenden Regulierungsperiode auftreten.

- b) Es ist offensichtlich, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode in das Verfahren der Landesregulierungsbehörden eingreift, da diesen damit weniger Zeit für alle mit der Dauer der Regulierungsperioden zusammenhängenden Prüfungshandlungen bleibt, insbesondere natürlich die Kostenprüfung und Festsetzung der Erlösobergrenze. Angesichts von 250 offenen Bescheiden der Regulierungsbehörden mancher Länder bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode liegt es auf der Hand, dass sie ihre Verfahren, Organisation und Ausstattung ändern müssten, um ihren Aufgaben bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden noch hinreichend nachkommen zu können. Die Behauptung der BNetzA, durch die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode werde gerade nur ein Handeln der Behörde erzwungen, ist vor diesem Hintergrund bloßes Wunschdenken.

Überdies ist bei der rechtlichen Würdigung zu berücksichtigen, dass die am 29. Dezember 2023 in Kraft getretene EnWG-Novelle, mit der die Zuständigkeiten der BNetzA ausgeweitet wurden, als nicht zustimmungsbedürftiges Gesetz verabschiedet wurde, also bereits bei der Schaffung der gesetzlichen Grundlage für die nun erfolgende RAMEN-Festlegung das Mitspracherecht der Länder stark beschränkt war. Daraus ergibt sich, dass bei der Umsetzung durch Festlegungen der BNetzA die ausreichende Beteiligung der Landesregulierungsbehörden umso wichtiger ist und nicht mit fragwürdiger Argumentation ein weiteres Mal beschränkt werden darf. Aus unserer Sicht darf daher eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre aufgrund der Autonomie der Länder bei der Verfahrensausgestaltung gem. § 54 Abs. 3 S.7 EnWG nur im Benehmen mit den Ländern gem. § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG erfolgen. Erfolgt eine solche gegen das Votum der Länder, entsteht unnötige rechtliche Unsicherheit. Diese sollte dringend vermieden werden durch eine dauerhafte (bundesweite) Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode.

- c) Daneben sprechen auch praktische Gründe für eine Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode. Wie oben erwähnt, haben viele Landesregulierungsbehörden schon heute große Probleme, die Bescheide z.B. über EOG und Regulierungskonto rechtzeitig

fertigzustellen. In manchen Ländern sind aktuell 250 Verfahren offen, für die eigentlich bereits Bescheide ergangen sein müssten, um auf dieser Basis zutreffende Netzentgelte kalkulieren zu können. Dies ist in den praktischen Auswirkungen ein nicht zu unterschätzendes Problem, denn es führt dazu, dass die Netzentgelte auf Grundlage von Antragswerten kalkuliert werden müssen und daher oftmals die Netzkunden zunächst zuviel bezahlen müssen. Der mit einigen Jahren Verzug erfolgende Ausgleich über das Regulierungskonto ist für manche Netzkunden nur ein schwacher Trost, da sie – sollten sie inzwischen aus dem Netzgebiet des betreffenden Netzbetreibers weggezogen oder auch verstorben sein – keinen Ausgleich für die zuviel gezahlten Netzentgelte erhalten. Auch für die Netzbetreiber haben die verzögerten Bescheide nachteilige Auswirkungen, da sie ihr Geschäft oftmals im „Blindflug“ betreiben müssen und nicht wissen, Ausgleiche in welcher Höhe über das Regulierungskonto zu welchem Zeitpunkt zu leisten sein werden.

Diese Situation droht sich durch die Pläne der BNetzA auch ohne Verkürzung der Regulierungsperioden noch zu verschärfen. Denn die vorgeschlagene neue Ermittlung der für das vereinfachte Verfahren berechtigten Netzbetreiber setzt voraus, dass die Erlösobergrenzen bundesweit so rechtzeitig feststehen, dass die prozentual davon zu ermittelnden Schwellenwerte für jeden Netzbetreiber rechtzeitig feststehen. Andernfalls kann er keine fundierte Entscheidung für oder gegen die Teilnahme am vereinfachten Verfahren treffen. Hinzu kommt noch, dass durch die vorgesehenen Nachteile des vereinfachten Verfahrens eine sicher nicht unerhebliche Zahl von für das vereinfachte Verfahren berechtigten Netzbetreibern künftig ins reguläre Verfahren wechseln wird. Diese beiden Effekte setzen die Landesregulierungsbehörden zusätzlich unter Druck und lassen nicht erwarten, dass deren Arbeit künftig einfacher wird und zügiger vonstatten gehen wird.

In Anbetracht der geschilderten Umstände wäre eine Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode unbedingt sinnvoll und zu empfehlen. Im anderen Fall entstünden jedenfalls Unsicherheiten und Ungerechtigkeiten. Ob das System der Anreizregulierung überhaupt noch hinreichend funktionieren würde, hierüber bestehen bei uns Zweifel.

- d) Durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode würden die über die „Anreizregulierung“ beabsichtigten Anreize, während der Dauer der Regulierungsperiode die operativen Kosten möglichst effizient zu halten, um über das Budgetprinzip keine Nachteile zu erlangen, gesenkt. Gerade in Verbindung mit einer nicht ausgeschlossenen Mittelwertbildung würde dem Netzbetreiber der Anreiz genommen, z.B. über Digitalisierung, Kooperationen etc. nach Möglichkeiten zu suchen, Kosten in den ersten Jahren der neuen Regulierungsperiode gegenüber dem Basisjahr nicht zu stark steigen zu lassen, diese im Optimalfall sogar zu reduzieren.
- e) Als ein wesentliches Ziel des N.E.S.T-Prozesses wurde von der BNetzA Bürokratieabbau genannt. Die aufwendige Kostenprüfung in kürzeren Intervallen durchzuführen, ist sicher nicht geeignet, zu Vereinfachung und Bürokratieabbau beizutragen. Es ist nicht ersichtlich, dass die BNetzA in der Kostenprüfung so weitreichende Vereinfachungen einführen möchte (insb. Genehmigungsfiktion), dass dadurch der durch das kürzere Intervall entstehende Mehraufwand kompensiert werden könnte. Vielmehr beabsichtigt die BNetzA sogar, durch einen ebenfalls alle drei Jahre stattfindenden Effizienzvergleich den bürokratischen Aufwand noch weiter zu steigern. Der dadurch steigende Aufwand bei der Datenerhebung und -prüfung auf Seiten der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörden (allein bei der im Rahmen der Kostenprüfung relevanten Gewinn- und Verlustrechnung sind ca. 900

Datenpunkte zu analysieren) spricht genauso wie der entstehende finanzielle Mehraufwand bei den Netzbetreibern für Personal, aber auch Verwaltungsgebühren (eine Festlegung der EOG im Basisjahr kostet größere Netzbetreiber ca. 150.000 €) klar gegen eine Verkürzung der Regulierungsperiode. Wir appellieren daher nachdrücklich an die BNetzA, das bewährte System einer fünfjährigen Regulierungsperiode und eines in 5-Jahres-Abständen stattfindenden Effizienzvergleichsverfahrens beizubehalten und – in herausfordernden Zeiten nicht nur für die Netzbetreiber, sondern für das gesamte deutsche Energiesystem – nicht durch unausgelegene Änderungen noch mehr Unsicherheit und noch mehr bürokratischen Aufwand zu erzeugen.

3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

Sonderregelungen sollten als nachhaltige und allgemeingültige Regelungen in die Anreizregulierung eingeführt werden.

Wir begrüßen, dass in der 5. Regulierungsperiode die fünfjährige Dauer beibehalten werden soll und ein OPEX-Anpassungsmechanismus auf Basis des VKU-Vorschlags eingeführt werden soll.

Allerdings gibt es diesbezüglich einige Kritikpunkte unsererseits und Unklarheiten, die am besten durch eine rasche Einzelfestlegung zum OPEX-Anpassungsmechanismus zu beseitigen wären. In dieser (und darüber hinaus teilweise auch in der RAMEN-Festlegung abweichend vom Entwurfsstand) zu regeln wären aus unserer Sicht die folgenden Punkte:

- a) Eine Anwendung muss für alle Verteilnetzbetreiber unabhängig von ihrer Teilnahme am regulären oder vereinfachten Verfahren (zumindest freiwillig) vorgesehen werden. Ein Ausschluss der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren würde eine erhebliche Ungleichbehandlung darstellen, da es diesen verwehrt wäre, ihre ebenfalls während der Regulierungsperiode steigenden OPEX ersetzt zu bekommen. Hierfür gibt es keinen sachlichen Grund, da die Einführung des vereinfachten Verfahrens durch den Gesetzgeber als spezielle Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes geschah, nicht aber zur Bestrafung der kleinen Netzbetreiber. Die BNetzA begründet den Ausschluss kleiner Netzbetreiber durch den diesen entstehenden Verwaltungsaufwand durch die Abgabe von Daten. Dieses Argument lässt sich aber ganz einfach dadurch entkräften, indem man die Abgabe von Daten und Teilnahme am Anpassungsmechanismus der Entscheidung der Netzbetreiber überlässt und die Datenabgabe freiwillig macht.
- b) Da die Energiewende nicht mit der 5. Regulierungsperiode abgeschlossen sein wird und folglich auch in den folgenden Regulierungsperioden OPEX-Wachstum aufgrund steigender Versorgungsaufgaben und neuer gesetzlich oder behördlich vorgesehener Aufgaben zu erwarten ist, muss der OPEX-Anpassungsmechanismus über die 5. Regulierungsperiode hinaus festgelegt werden. Wie oben beschrieben, erfüllt eine Verkürzung der Regulierungsperiode den mit dem OPEX-Anpassungsmechanismus verfolgten Zweck nämlich nur vollkommen unzureichend und kann daher nicht als Ersatz angesehen werden.
- c) Die angekündigte Erheblichkeitsschwelle darf keinesfalls dazu führen, dass ein großer Teil der Netzbetreiber von dem Mechanismus ausgeschlossen würde. Dies wäre weder mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz vereinbar noch wäre es zweckdienlich, um OPEX-Aufwüchse erfassen und ausgleichen zu können und so einen die Investitionsfähigkeit der

Netzbetreiber sichernden Netzgewinn zu gewährleisten. Daher dürfte eine Erheblichkeitschwelle einzig den Zweck einer erleichterten Administration des Instruments haben, indem sie Bagatellfälle ausschließt. Sollte die Bestimmung der Bagatellschwelle ggf. administrativ schwieriger zu handhaben sein als die Einbeziehung aller Netzbetreiber in den Mechanismus, wäre eine Erheblichkeitschwelle abzulehnen.

- d) Der Anpassungsmechanismus muss geeignet sein, OPEX-Aufwüchse noch im Jahr der Entstehung zu erfassen. Dies ist nur gewährleistet, wenn die tatsächlichen Änderungen der zugrunde zu legenden Parameter auf Basis von Planwerten des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

4. Regulierungsformel

Keine Anwendung des Abbaufads für Ineffizienzen auf volatile Kosten

Die von der Bundesnetzagentur in Rdnr. 716 ff. bestätigte künftige Anwendung der Effizienzvorgabe auch auf volatile Kosten ist für uns weiterhin nicht nachvollziehbar. Volatile Kosten sind im wesentlichen nicht beeinflussbar (vgl. Verlustenergiepreise, Kosten für die Beschaffung von Treibenergie, Beschaffenheit des vorgelagerten Netzes im Hinblick auf Redispatchkosten, Mehrkosten aus der EU-Methanemissionsverordnung durch z.B. Verkürzung der Prüfintervalle). Dementsprechend führt die Belegung mit einer Abbauvorgabe dazu, dass ein Netzbetreiber Kosten nicht in die Erlösobergrenze einstellen kann, obwohl er sie nicht vermeiden konnte. Dies widerspricht den Zielen der Anreizregulierung aus § 21 Abs. 2 EnWG. Daher sehen wir es auch weiterhin als unerlässlich an, den Korrekturterm der volatilen Kosten um die Effizienzabbauvorgabe anzupassen, sodass die volatilen Kosten zwar kostenseitig im Basisjahr in den Effizienzvergleich eingehen können, die Anpassungsbeträge aber keiner Effizienzabbauvorgabe unterliegen.

5. Ausgangsniveau

Anerkennungsmaßstäbe müssen sauber operationalisiert werden, um Willkür vorzubeugen.

Wie bereits in der Vergangenheit erfolgt bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus eine Differenzierung zwischen Betriebsaufwand (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX).

- a) Die grundsätzliche Unterscheidung zwischen OPEX und CAPEX sowie die Beibehaltung des Basisjahrprinzips für die Anerkennung von OPEX sind aus unserer Sicht sachgerecht und entsprechen dem etablierten regulatorischen Rahmen. Die seit der dritten Regulierungsperiode angewendete jährliche Anpassung der Kapitalkosten über die Instrumente des Kapitalkostenabzugs und -aufschlags stellt eine sinnvolle Weiterentwicklung dar, die den dynamischen Anforderungen an Investitionen Rechnung trägt.

Allerdings werfen die von der BNetzA benannten Gründe für die **Nichtanerkennung von OPEX im Basisjahr** – nämlich (1) die fehlende Zuordnung zum Netzbetrieb, (2) Besonderheiten des Basisjahres und (3) die Frage, ob sich bestimmte Kosten im Wettbewerb einstellen würden – aus fachlicher Sicht erhebliche Fragen auf.

Kostenpositionen, die eindeutig nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen sind, sind selbstverständlich nicht anerkennungsfähig. Diese Regelung ist unstrittig und wird von unserer Seite vollumfänglich unterstützt.

Die Anwendung des Basisjahrprinzips führt zwangsläufig dazu, dass Netzbetreiber einmalige oder aperiodische Sachverhalte im Basisjahr abbilden müssen, um eine angemessene Berücksichtigung im Regulierungsrahmen sicherzustellen. Die pauschale Nichtanerkennung besonders hoher Kosten- oder besonders niedriger Erlöspositionen im Basisjahr – ohne einen entsprechenden Ausgleich – setzt jedoch Fehlanreize. Netzbetreiber könnten dadurch motiviert werden, möglichst viele Kosten in das Basisjahr zu verlagern, um eine auskömmliche Budgetierung zu erreichen.

Eine sachgerechte Lösung wäre die Einführung von Glättungsmechanismen über mehrere Jahre, die nicht nur eine faire Verteilung außergewöhnlicher Sachverhalte ermöglichen, sondern auch die in der Erlösbergrenzenformel enthaltene Inflation berücksichtigen. Eine partielle Glättung, die nur einzelne Positionen betrifft, ist hingegen nicht zielführend und führt zu einer verzerrten Darstellung der tatsächlichen Kostenstruktur.

Die Argumentation, bestimmte Kostenpositionen nicht anzuerkennen, weil sie sich unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würden, erscheint auf den ersten Blick nachvollziehbar. Bei näherer Betrachtung zeigt sich jedoch, dass dieser Maßstab weder trennscharf operationalisiert noch sachgerecht anwendbar ist.

Wie die BNetzA selbst feststellt, besteht eine erhebliche Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden. Diese erschwert eine objektive Beurteilung darüber, welche Kosten unter Wettbewerbsbedingungen entstehen würden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass besonders niedrige Kosten in einem Bereich häufig mit höheren Kosten in einem anderen Bereich einhergehen. Wettbewerbsvorteile entstehen in der Regel nicht durch die Einsparung einzelner Kostenarten, sondern durch die effiziente Kombination verschiedener Faktoren. Eine isolierte Kürzung einzelner Kostenarten verkennt diesen Zusammenhang und führt zu nicht sachgerechten Partialbenchmarks.

Das von der BNetzA angeführte Beispiel der Verlustenergie zeigt die Problematik deutlich: Die pauschale Kürzung übersteigender Verlustenergiemengen auf bestimmte Nichtaufgriffsgrenzen berücksichtigt weder die strukturellen Unterschiede zwischen Netzgebieten noch die möglichen Alternativen zur Reduktion dieser Mengen, etwa durch Investitionen in effizientere Betriebsmittel. Solche Investitionen führen wiederum zu höheren Kapitalkosten, deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Hinnahme höherer Verlustenergiemengen nicht untersucht wurde. Auch die Annahme, dass strukturelle Unterschiede auf die geografische Lage (z. B. Bundesland) zurückzuführen sind, wurde nicht ausreichend validiert. Andere Parameter, wie die Dichte von Zähl- oder Anschlusspunkten je Leitungskilometer, könnten hier eine wesentlich größere Rolle spielen.

Besonders kritisch ist zudem, dass die aufgrund identifizierter struktureller Unterschiede in unterschiedlicher Höhe genehmigten Kosten anschließend einem einheitlichen Effizienzvergleich unterzogen werden, der diese Unterschiede wieder nivelliert. Dies führt zu einer faktisch willkürlichen Kostenkürzung, die weder das Zusammenspiel verschiedener Kostenarten noch die strukturellen Besonderheiten der Netzbetreiber sachgerecht berücksichtigt.

Ein weiteres Beispiel für die problematische Anwendung des Wettbewerbsmaßstabs ist die

Nichtanerkennung von Kosten für Küchen in neuen Verwaltungsgebäuden durch einzelne Regulierungsbehörden, obwohl deren Vorhaltung gemäß Betriebsstättenverordnung verpflichtend ist. Nachdem dies geltend gemachte wurde, erfolgte die Plausibilisierung dieser Kosten anhand von Preisen aus dem IKEA-Katalog – ohne Berücksichtigung der Anforderungen an gewerbliche Nutzung. Dies zeigt, wie willkürlich und praxisfern dieser Maßstab angewendet werden kann.

Vor dem Hintergrund der dargestellten Argumente empfehlen wir, den Maßstab „Kosten, wie sie sich im Wettbewerb einstellen würden“ vollständig aus dem Prüfungsstandard zu streichen. Sollte die BNetzA dennoch an diesem Kriterium festhalten, ist eine klare und nachvollziehbare Operationalisierung erforderlich. Diese sollte sich ausschließlich auf objektiv prüfbare Sachverhalte beziehen, etwa die regelkonforme Vergabe bezogener Leistungen ab einer gewissen Aufgriffsgrenze.

- b) Die geplante Einführung des **WACC** begrüßen wir grundsätzlich. Wir weisen jedoch darauf hin, dass dies nicht zu einer systematischen Unterdeckung des Netzbetreibers führen darf. Auf Basis der zur Ermittlung des WACC veröffentlichten Methodenfestlegung bestehen hier Bedenken im Hinblick auf die Anerkennung der Nebenkosten der Fremdfinanzierung. Soweit die BNetzA bei ihrem Standpunkt bleibt, dass diese Kosten auf ausschließlich pagatorischem Wege Anerkennung finden sollen, müssen hier grundsätzlich auch Positionen aus dem Finanzaufwand Anerkennung finden.
- c) Wiederholt weisen wir daraufhin, dass die in der RAMEN-Festlegung benannte Formel zur Berechnung der **kalkulatorischen Gewerbesteuer** mathematisch nicht korrekt ist. Die in den WACC einfließende kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung stellt einen Wert vor Körperschaft- und nach Gewerbesteuer dar. Bei der Ermittlung von Steuerbeträgen aus sogenannten Nach-Steuer-Größen ist es erforderlich, den Steuerbetrag „in Hundert“ zu berechnen. Dies ergibt sich aus dem mathematischen Zusammenhang zwischen Brutto- und Nettogrößen bei prozentualen Abzügen.

Eine Nach-Steuer-Größe stellt definitionsgemäß den Betrag dar, der nach Abzug der Steuer verbleibt. Wird beispielsweise ein Steuersatz von 25 % zugrunde gelegt, so entspricht der Nettobetrag lediglich 75 % des ursprünglichen Bruttobetrags. Um den tatsächlichen Steuerbetrag korrekt zu ermitteln, muss daher der Bruttobetrag zunächst rechnerisch rekonstruiert werden.

Die Berechnung erfolgt wie folgt:

$$\text{Bruttobetrag} = \text{Nettobetrag} / (1 - \text{Steuersatz})$$

Somit berechnet der korrekte Steuerbetrag

$$\text{Steuerbetrag} = \text{Bruttobetrag} \times \text{Steuersatz}$$

bzw.

$$\text{Steuerbetrag} = (\text{Nettobetrag} \times \text{Steuersatz}) / (1 - \text{Steuersatz})$$

Diese Vorgehensweise wird als „in Hundert“-Rechnung bezeichnet, da der Steuerbetrag nicht als Prozentsatz vom Netto, sondern als Anteil am Brutto berechnet wird. Eine direkte Anwendung des Steuersatzes auf die Nach-Steuer-Größe würde zu einer systematisch fehlerhaften (zu niedrigen) Steuer führen.

Zwar bleibt es der Bundesnetzagentur unbenommen im Rahmen einer kalkulatorischen Berechnung der Gewerbesteuer auch eine mathematisch falsche Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer vorzunehmen. Dies führt dann im Ergebnis zu einer systematischen Unterdeckung des Ansatzes für die Gewerbesteuer in der Erlösbergrenze

Die „in Hundert“-Rechnung ist insbesondere im Steuerrecht sowie bei der Erstellung von Finanzierungsrechnungen von zentraler Bedeutung, um eine korrekte und rechtlich belastbare Ermittlung der Steuerlast sicherzustellen. In Business Cases und Investitionsrechnungen im Zusammenhang mit Investitionen in Stromnetzen ist die „in Hundert“-Rechnung die allgemein anerkannte Methode zur Berechnung des zu erwartenden Aufwands für die Gewerbesteuer. Falls für die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer die „von Hundert“-Berechnung Anwendung finden soll, führt die daraus resultierende systematische Unterdeckung bei der Gewerbesteuer dazu, dass die Netzbetreiber diese Differenz aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung begleichen müssen. Die Attraktivität der Netzinvestitionen wird grundlos geschmälert, da die angemessene Verzinsung nicht erzielt werden kann. Das geplante Vorgehen erschwert somit zusätzlich die Beschaffung des notwendigen Eigenkapitals für den dringend benötigten Ausbau der Stromnetze.

- d) Weiterhin begrüßen wir den Wegfall des Minimalabgleichs bei der Prüfung der Kosten für **gepachtete Anlagengüter**. Hierdurch wird es möglich, dass Verpächter und Netzbetreiber sich zukünftig nicht mehr aus wirtschaftlichen Gründen an der sogenannten NEV-Pacht orientieren müssen. Somit kann die Pacht nun freier zwischen beiden Parteien verhandelt werden und sich somit auch besser an der wahrgenommenen Verteilung der Risiken zwischen beiden Parteien orientieren. Kritisch bewerten wir, dass OPEX bei Verpächtern zukünftig nur noch in sehr engen Grenzen genehmigungsfähig sein sollen. Insbesondere kommunale Verpächtergesellschaften übernehmen in der Regel die umfangreiche Abstimmung des Investitionsprogramms mit den betreffenden Kommunen. Diese Aufgaben müssten sonst durch den Netzbetreiber erbracht werden. Entsprechend müssen die damit in Zusammenhang stehenden Aufwendungen gleichermaßen beim Pächter und beim Verpächter Anerkennung finden.

6. VPI und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Details zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor finden sich in einer Festlegung nach §21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG. Die Veröffentlichung ist in der Kalenderwoche 27/2025 erfolgt. Zu dieser – insbesondere zum unbedingten Erfordernis eines Mechanismus, der die massiven Prognosefehler bei der Ermittlung des Xgen (allein in der Thüga-Gruppe führten diese zu Einnahmeausfällen im dreistelligen Millionenbereich) zu beheben hilft – werden wir gesondert Stellung nehmen. Im Rahmen der vorliegenden Stellungnahme nehmen wir im folgenden explizit nur Bezug auf die bereits in RAMEN angekündigten Änderungen.

Der Ermittlung und auch zukünftigen Anwendung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors – getrennt nach Strom und Gas – stehen wir allgemein positiv gegenüber.

a) Verwendung mehrerer Methoden gewährleistet Einhaltung wissenschaftlicher Standards

Wir deuten die geplante Änderung, auf Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren zu verzichten so, dass zukünftig nur noch der Malmquist-Index für die Berechnung des Xgen herangezogen werden soll. Hierbei möchten wir darauf verweisen, dass die Verwendung lediglich des Malmquist-Index mit hohen Unsicherheiten verbunden ist und nicht den wissenschaftlichen Standards entspricht. Die Unsicherheit werden auch dadurch nicht bereinigt, dass Sensitivitätsberechnungen für die Ermittlung des Malmquist-Index herangezogen werden. Eine größere Methodenvielfalt kann den Unsicherheiten bei der Ermittlung der Produktivitätsentwicklung besser gerecht werden. Dies gilt insbesondere für prognostizierte Größen wie die Totale Faktorproduktivität, die auch rückblickend nicht direkt beobachtbar ist und daher methodisch mit besonderer Sorgfalt behandelt werden muss.

Zudem berücksichtigt der Malmquist-Index in seiner derzeitigen Form die Kosten nicht adäquat, da Kosten als Funktion der Output-Mengen ohne Berücksichtigung der Inputpreise bestimmt werden. Hinzu kommt, dass die bisherige Umsetzung von der theoretischen korrekten Methodik abweicht. So wird beispielsweise kein Kosten-Malmquist verwendet, wodurch technologische Fortschritte und Inputpreisveränderungen nicht getrennt analysiert werden können. Durch die Verwendung von TOTEX oder OPEX als Berechnungsgrundlage bleiben allokativen Effizienzveränderungen sowie regionale Unterschiede in der Inputpreisentwicklung unberücksichtigt – was zu systematischen Verzerrungen führen kann. Dieses Vorgehen entspricht ebenfalls nicht den wissenschaftlichen Standards. Wir möchten darauf verweisen, dass das geplante Vorgehen die Produktivitätsentwicklung lediglich auf Basis einer Teilmenge der gesamten Branche ermittelt, nämlich nur auf Basis der Netzbetreiber im regulären Verfahren. Im Anschluss wird das Ergebnis jedoch auf alle Verteilnetzbetreiber übertragen. Wir plädieren weiterhin für die Verwendung von mehreren Methoden, wie zum Beispiel der Törnqvist-Methode, um wissenschaftlichen Standards gerecht zu werden.

Zuletzt verweisen wir darauf, dass insbesondere für Gasverteilnetzbetreiber Änderungen an der derzeit verwendeten Methodik für den Effizienzvergleich geplant sind. Sofern sich hierbei größere Änderungen ergeben, kann dies dazu führen, dass die Datengrundlage in ihrer jetzigen Form nicht mehr vorhanden sein wird für die Ermittlung des Malmquist-Index und somit weiterer Aufwand entsteht. Dies widerspricht weiterhin der Begründung der Bundesnetzagentur, dass für die Ermittlung des Xgen eine belastbare, über die Zeit konsistente Datengrundlage notwendig ist.

b) Beseitigung des t-2 Zeitverzugs, um sachgerechte Anpassung der Erlösobergrenze sicherzustellen.

Die Bundesnetzagentur hat mit Veröffentlichung des Festlegungsentwurfes RAMEN unter anderem die Formel zur Ermittlung der Erlösobergrenzen dargestellt. Hierbei hat sie klargestellt, dass sie weiterhin am t-2 Zeitverzug festhält trotz der geplanten Veränderungen bei

VPI/Xgen, welche durch Herausnahme der CAPEX nachteilig auf die Netzbetreiber wirken. Die Bestimmung der Erlösobergrenze zu Beginn der Regulierungsperiode soll somit auch weiterhin mit einem Zeitverzug zu den Daten aus dem Basisjahr erfolgen.

Wir erachten dieses Vorgehen als grundlegend falsch, da es eine systematische Kostenunterdeckung der Kostenbudgets für die Netzbetreiber zur Folge hat. Dies konnte in der Vergangenheit wegen der (systematisch eigentlich auch falschen) Anwendung des VPI auf CAPEX toleriert werden. Ändert sich jedoch dieser systematische Fehler in der künftigen Anreizregulierung, so ist zwingend auch der andere systematische Fehler zu eliminieren. Wir halten damit an der Forderung fest, dass der Zeitverzug zum einen aus systematischen Gründen abgeschafft werden muss. Zum anderen sprechen hierfür auch materielle Gründe, da die steigenden Kosten sowohl bei Gas- als auch Stromnetzbetreibern im Rahmen der anstehenden Transformationen eine gegenüber dem tatsächlichen Finanzbedarf nach unten abweichende Erlösobergrenze durch den t-2 – Verzug nicht vertragen.

Die seitens der BNetzA in den Rdnr. 777 ff. geäußerten Bedenken tragen als Begründung nicht. Die Bundesnetzagentur verkennt hier erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instrumentes der VPI/Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Das Budgetprinzip wird durch Abschaffung des Zeitverzuges nicht verletzt. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Faktoren wie dem VPI und dem Xgen. Diese sind nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar und die Anreize zur Effizienzsteigerung bleiben davon unberührt. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen besteht hingegen darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Ferner müssen Kostensteigerungen und Produktivitätsfortschritte zeitgerecht abgebildet werden. Dies ist nur mittels eines t-0 - Ansatz möglich.

Ein späterer Plan-Ist-Abgleich könnte darüber hinaus auf einfache Weise über das Regulierungskonto erfolgen. Die zeitliche Diskrepanz zwischen Kostenbasis und Erlösobergrenze wird bereits bei Weitergabe vorgelagerter Netzkosten praktiziert und steht damit im Einklang mit der Anreizregulierung.

Ebenfalls müssen aus unserer Sicht die Beseitigung des Zeitverzuges und der Abbaupfad für Ineffizienzen separat betrachtet werden. VPI und Xgen sorgen dafür, dass Preisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah abgebildet werden. Der Abbaupfad hingegen hat den schrittweisen Abbau von Ineffizienzen als Ziel und darf keinesfalls im Zusammenhang mit dem Zeitverzug bei VPI und Xgen betrachtet werden.

Ähnlich verhält sich dies aus unserer Sicht bei dem Argument der Bundesnetzagentur, dass ein Zusammenhang zwischen t-2 - Zeitverzug und Länge der Regulierungsperiode besteht. Für eine Abbildung der tatsächlichen Kosten in der Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode müssen die Kosten für diesen Zeitraum vollständig um die Inflation der 3 Jahre angepasst werden. Dies geschieht dabei unabhängig von der Länge einer Regulierungsperiode und kann nur durch einen t-0 Ansatz beseitigt werden.

In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachterausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentswurf der Rahmenfestlegung, insbesondere der Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung, hinweisen. Unter anderem war bereits der Zwei-Jahres-Verzug bei der EOG-Anpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 in der Sachstandsmitteilung zur Festlegung RAMEN verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgens in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Diese Fragestellung wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert. Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der Bundesnetzagentur gutachterlich weiterhin unbeantwortet.

Vielmehr hat der Gutachter der Bundesnetzagentur im Dezember 2024 sogar ein Diskussionspapier veröffentlicht, in dem er feststellt, dass der t-2 Verzug bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten bei nominal steigenden Kostenverläufen führt und diese Wirkung reziprok zu der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten sei. Das WIK stellt in diesem Diskussionspapier auch fest, dass dem Zeitverzug durch eine entsprechende Anpassung der Kosten des Basisjahres auf das Startjahr der Regulierungsperiode begegnet werden könnte. Somit stehen die aktuellen Festlegungsentwürfe im Widerspruch zu den Empfehlungen des eigenen Gutachters der Bundesnetzagentur.

Aus allen diesen Gründen erkennen wir in der Kombination der VPI-Anpassung hinsichtlich CAPEX mit der gleichzeitigen Beibehaltung des t-2 - Versatzes einen klaren Abwägungsfehler.

7. Volatile Kostenanteile

a) *Verlustenergie*

Die Tenorziffer 8.3 der Festlegung für Elektrizitätsnetzbetreiber sieht für die Einordnung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile lediglich eine Kann-Bestimmung vor. Zur Schaffung von Rechtssicherheit wäre eine Einstufung der Kosten für Verlustenergie als volatile Kostenanteile bereits in der RAMEN-Festlegung zu begrüßen. Die BNetzA stellt in den Erläuterungen zur Tenorierung selbst richtigerweise fest, dass Verlustenergiekosten volatil sind. Allerdings greift die alleinige Abstellung der Volatilität auf die Preiskomponente zu kurz. Auch auf die Mengenkomponekte hat der Netzbetreiber allenfalls sehr begrenzte Einflussmöglichkeiten. Daher hat die Anerkennungspraxis von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Vergangenheit zu beträchtlichen 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 **Mengenkomponekte**. 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 Mengenkompone)** für diese Kosten als erforderlich.

Im übrigen würden wir es – auch angesichts der europäischen und nationalen Zielsetzungen zur Dekarbonisierung - begrüßen, wenn sich die Bundesnetzagentur in absehbarer Zeit des Problems der Deckung der Kosten zur Beschaffung von grüngerzeugter Verlustenergie annehmen würde.

b) Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung

Die EU-Methanemissionsverordnung verpflichtet Netzbetreiber, die Methanemissionen in kürzeren Abständen als bislang regelmäßig zu messen und Defekte schnellstmöglich zu beseitigen sowie das Ablassen von Gasen zu verringern. Mit ihren verschärften Vorgaben belastet die EU-Methanemissionsverordnung die Netzbetreiber mit erheblichen zusätzlichen Kosten (nach Schätzungen in der Thüga-Gruppe in Höhe von mehr als 200 €/Leitungskilometer). Dieser 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.

Wir halten daher die schnellstmögliche Anerkennung dieser Kosten als volatile Kosten nicht nur für die 4. Regulierungsperiode, sondern **auch für die 5. Regulierungsperiode** für unumgänglich, um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, ihre **gesetzlichen Verpflichtungen** im Einklang mit den Zielvorgaben der EU zu erfüllen, ohne auf Kosten sitzenzubleiben. Auf der anderen Seite wäre dies auch volkswirtschaftlich sinnvoll, um den Markt für Dienstleistungen zur Erfüllung der neuen Aufgaben im Basisjahr 2025 zu entzerren und so die in die Erlösobergrenze einfließenden Dienstleister-Kosten zu senken.

c) Redispatch 2.0

Der Verordnungsgeber hat in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung gefunden, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der 5. Regulierungsperiode unter angemessener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem

notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können. Insofern trifft die Feststellung der BNetzA (Rdnr. 912 / 932), dass sich Netzbetreiber seit 2021 darauf einrichten konnten, dass Redispatchkosten im Rahmen des Effizienzvergleiches berücksichtigt werden, nur in Teilen zu. Vielmehr konnten sich betroffene Netzbetreiber darauf einrichten, dass sich die Bundesnetzagentur im Vorfeld mit der Beeinflussbarkeit der entsprechenden Kosten umfangreich auseinandersetzt und entsprechende Kostenanteile festlegt. Insofern ist das aktuell geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur, unter Verweis auf ihr Recht von Verordnungen abweichen zu können, für die betroffenen Netzbetreiber gerade nicht absehbar. Ebenso geht die Auffassung der Beschlusskammer, dass die Ausführungen der BR-Drs. 405/21 (Rn. 912) eine Nichtberücksichtigung von Aufwendungen für Redispatch nur zulässt, wenn alle Aufwendungen durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind, fehl. Denn dann würde die entsprechende Vorgabe ins Leere laufen, da durchaus einzelne Sachverhalte durch Netzbetreiber beeinflussbar sind. Vielmehr ist im Kontext der Verordnung und der BR-Drs. 405/21 beabsichtigt, Kostenanteile zu ermitteln, die daraus resultieren, dass diese durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind. Dass entsprechende Sachverhalte hier eindeutig exogener Natur sein können, bestätigt die Beschlusskammer in ihren Ausführungen.

Insbesondere die erforderliche enge Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, aber auch mit benachbarten Netzbetreibern, führt zu exogenen, zeitlich nur bedingt beeinflussbaren Abläufen. Die vom Gesetzgeber in der Vergangenheit gewünschte Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau sowie ständige Änderungen gesetzlicher Vorgaben haben ihr Übriges getan, dass – mit Ausnahme der Spitzenkappung - keine überwiegende Beeinflussbarkeit der Redispatchaufwendungen durch die Netzbetreiber besteht. Auch die im Februar eingeführte Möglichkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen gem. § 8 EnWG ändert diese grundsätzliche Feststellung nicht, da diese nur für neu zugehende Anlagen einschlägig ist.

Vor diesem Hintergrund kann auf die Anforderungen, die sich aus den Regelungen der ARegV ergeben, nicht verzichtet werden:

„(...) Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflussphäre von Verteilernetzbetreibern beruht.“ (§ 32 Abs. 2 S. 2 ARegV).

Diese Voraussetzung macht schließlich auch die Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV zur Bedingung für eine Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den *Effizienzvergleich* „erst dann und frühestens ab 2026 (...) wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV getroffen hat“.

Auch aufgrund der starken wirtschaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ist bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status Quo eine angemessene Anhörung in Form einer **eigenen Konsultation** zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfällt, muss die BNetzA in dieser eigenständigen Konsultation eingehend prüfen

und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie und welche Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden könnten.

8. Kapitalkostenabzug

Die geplanten Regelungen stellen eine sinnvolle Fortschreibung des Status quo dar, im Gasbereich besteht Korrekturbedarf.

Die Vorschläge der BNetzA zum Kapitalkostenabzug begrüßen wir. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen halten wir die vorgeschlagene Differenzierung für den Strom- und Gasbereich ebenfalls für unerlässlich.

Für den **Strombereich** halten wir die Weiterführung der bewährten Regelungen zum Kapitalkostenabzug - wie die BNetzA auch - für angemessen. Das Einfrieren der Bestände aus dem Basisjahr für die Vorräte sowie des Pauschalbetrags für das übrige Umlaufvermögen halten wir für pragmatisch und sachgerecht. Weiterhin begrüßen wir, die Festschreibung einer Methodik zur Berücksichtigung von vorzeitigen Anlagenabgängen. Die Regelung entspricht dem Vorgehen, dass die BNetzA bereits im Rahmen der Kostenprüfung für die vierte Regulierungsperiode angewendet hat. Sie stellt zum einen sicher, dass das kalkulatorische und das handelsrechtliche Sachanlagevermögen gleichermaßen um die Anlagenabgänge bereinigt werden. Weiterhin werden die Netzkunden in sachgerechter Weise sowohl an den Verlusten als auch an den Erträgen aus Anlagenabgängen der Netzbetreiber beteiligt.

Im **Gasbereich** befürworten wir ebenfalls eine flexiblere Regelung, die eine jährliche Anpassung durch den Netzbetreiber im Anzeigeverfahren vorsieht. Dieses Vorgehen stellt eine sachgerechte Fortführung des bereits heute im zur Ermittlung und Anzeige praktizierten Vorgehens zum Transformationselement.

Allerdings bedarf es hier einer Übergangsregelung für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027. Für die beiden letzten Jahre der vierten Regulierungsperiode ist noch keine jahresgenaue Anpassung der Kosten bzw. Erlöse geplant, die im Zusammenhang mit frühzeitigen Anlagenabgängen entstehen. Ab dem Jahr 2028 soll es diese jährliche Anpassung geben. Eine denkbare Übergangsregelung könnte darin bestehen, dass für diese Anlagen kalkulatorisch ebenfalls ein Anlagenabgang im Jahr 2028 unterstellt wird und diese Kosten mit in die Erlösobergrenze des Jahres 2028 einfließen.

9. Effizienzvergleich

Stellungnahme zu RAMEN nicht zielführend – Anmerkungen folgen separat nach Veröffentlichung der Methodenfestlegung

Die Tenorziffer 10 weist vier Unterziffern auf, welche allesamt auf eine Konkretisierung in der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. Nr. 4 EnWG verweisen. Eine Stellungnahme zum Effizienzvergleich mit Bezug auf die RAMEN-Festlegung erscheint daher aus unserer Sicht nicht zielführend. Wir weisen

darauf hin, dass eine Stellungnahme zu der Methodenfestlegung Effizienzvergleich in einem separaten Dokument erfolgt.

Wichtig bleibt uns aber, bereits an dieser Stelle festzuhalten, dass Änderungen des Effizienzvergleichs mit einer solchen Komplexität und sich gegenseitig verstärkenden Effekten verbunden sind, dass sie das Vertrauen des Kapitalmarkts in das deutsche Regulierungssystem stark erschüttern können. Daher sollten mögliche Änderungen zumindest zunächst vertieft untersucht werden, insbesondere auch eine Folgenabschätzung ihrer gesamthaften Auswirkungen vorgenommen werden, und im Anschluss ein weitergehender Diskussionsprozess mit der Branche begonnen werden. Hierfür erachten wir es für unbedingt erforderlich, den gesamten Komplex aus dem N.E.S.T-Prozess bis Ende 2025 auszuklammern.

10. Kapitalkostenaufschlag

Das geplante Anzeigeverfahren fördert die Prozesseffizienz.

Die Bundesnetzagentur plant beim Kapitalkostenaufschlag die Fortführung der bewährten Regelungen aus der Anreizregulierungsverordnung. Die Meldung der Planwerte soll zukünftig explizit als Anzeigeverfahren durch die Netzbetreiber ausgestaltet werden. Wir begrüßen diese Anpassung. Sie erhöht die Prozesseffizienz im Hinblick auf die Meldung der Planwerte des Kapitalkostenaufschlags zu deren Berücksichtigung im Rahmen der Erlösobergrenzen-Fortschreibung für die Netzentgeltkalkulation.

Eine abschließende detailliertere Prüfung der Ist-Werte im Zusammenhang mit den getätigten Investitionen der Netzbetreiber ist für die Regulierungsbehörde nach wie vor im Rahmen der Bearbeitung der Anträge zum Regulierungskonto möglich.

11. Qualitätsregulierung

Die Bundesnetzagentur plant die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung in ihrer jetzigen Form. Hier gibt es zum einen die Überlegung, den Adressatenkreis auf die Gasnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber auszuweiten. Näheres hierzu soll in einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG geregelt werden. Weiterhin plant die Bundesnetzagentur den Adressatenkreis auf die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zu erweitern. Die anfangs vorgesehene Mitteilungspflicht von Veränderungen bei Kennzahlen durch die Netzbetreiber hat die Bundesnetzagentur gestrichen.

a) Wegfall der Mitteilung von Kennzahlenveränderungen an Bundesnetzagentur ist zu begrüßen

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.

Wir begrüßen es ausdrücklich, dass die Mitteilungspflicht bei der Abweichung von Kennzahlen gegenüber der Behörde entfällt. Hierdurch wird bürokratischer Aufwand eingespart. Zudem sind sich ändernde Kennzahlen innerhalb der Netzbranche generell nachvollziehbar, da sich die Branche in der Transformation befindet.

b) Einbeziehung der Gasnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hält sich offen, die Qualitätsregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber mit einer Methodenfestlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG einzuführen. Hierbei verweist sie darauf, dass es im Bereich der Gasversorgungsnetze keine vergleichbaren Erfahrungssätze wie im Elektrizitätsbereich gibt.

Wir sehen die Ausweitung der Qualitätsregulierung auf die Gasversorgungsnetze kritisch, da sich die Gasbranche in einer Transformation befindet. Im Jahr 2045 ist von einer weitgehend vollständigen Stilllegung bzw. Umwidmung der Gasnetze auszugehen. Bis dahin muss trotz rückläufiger Absatzmengen und Kundenanzahl die Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität sichergestellt werden.

Im Falle einer Ausweitung auf die Gasversorgungsnetze ist bei der Ausgestaltung darauf zu achten, dass auf ein Anreizsystem abzustellen ist. Ein Malus-System für Netzbetreiber, welche sich zum Teil im Abwicklungsmodus befinden, sollte diese nicht benachteiligen oder zusätzlich belasten. Bei der Ausgestaltung könnten beispielsweise Kennzahlen zum Einsatz kommen, welche Anzahl an Netzanschlüssen des Gasnetzes auf Wasserstoff oder alternative Wärmequellen umgewidmet worden ist. Zudem kann analog zum SAIDI-Index im Strom betrachtet werden, wie sich die Versorgungssicherheit im Netz gestaltet. Hierbei sollte zwischen Rückbaugebieten und Transformationsgebieten unterschieden werden. Zuletzt könnte auf die Servicequalität im Rückbau der Gasnetze abgestellt werden, wie viele Störungen oder Beschwerden auftreten. Nähere Details werden wir der Festlegung nach § 21a EnWG entnehmen und nach der Festlegung separat bewerten.

c) Adressatenkreis der Qualitätsregulierung nicht auf Unternehmen im vereinfachten Verfahren 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 oder auf andere Bestimmungen, welche ggf. zukünftig als Grenze für Unternehmen im regulären Verfahren angewendet werden.

d) Energiewendekompetenzfaktor

Allerdings sollte bei Einführung eines Energiewendekompetenzfaktors jedes Unternehmen zumindest die Möglichkeit einer freiwilligen Teilnahme an diesem haben. Als wichtigen

inhaltlichen Punkt bei der Ausgestaltung eines Energiewendekompetenzfaktors sehen wir die Belohnung von Kooperationen mehrerer Netzbetreiber (bei der Materialbeschaffung, Einführung von IT-Tools und -plattformen, Netzbetriebsführung etc.).

Energiewendekompetenzfaktor und Qualitätsregulierung sind zu trennen. Der Anreiz der Energiewendekompetenz sollte die Zielgenauigkeit und Aussagekraft des bestehenden Q-Elements nicht verwässern und dementsprechend über ein vom bestehenden Qualitätselement losgelöstes Element abgebildet werden.

12. Regulierungskonto

Prozesse zum Antrag auf Regulierungskonto entbürokratisieren und beschleunigen.

Hinsichtlich der Anträge zum Regulierungskonto möchten wir im folgenden einen aus unserer Sicht sehr wichtigen Aspekt darlegen, der den Antrags- und Genehmigungsprozesses erheblich beschleunigen und vereinfachen kann:

Gemäß Tenorziffer 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. Wir haben bereits in der Stellungnahme zur Sachstandsmitteilung weiterführende Aspekte adressiert. Wir möchten auch darauf hinweisen, dass dieser Ansatz je nach behördlicher Zuständigkeit bereits verfolgt wird, da sich dieses Vorgehen als praktikabel erwiesen hat und bezüglich der bürokratischen Herausforderungen jeglicher Vereinfachungsvorschlag ernst genommen werden sollte.

13. Vereinfachtes Verfahren

a) Systematische Benachteiligung der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren ist zu vermeiden

Die Bundesnetzagentur plant eine stärkere Gewichtung der kleineren Netzbetreiber aus dem regulären Verfahren bei der Ermittlung des Effizienzwertes für die Unternehmen im vereinfachten Verfahren. Hierbei soll eine Kostengewichtung des arithmetischen Mittels der Effizienzwerte anhand der Kehrwerte der bereinigten Ausgangsniveaus erfolgen. Zudem soll ein OPEX-Aufschlag nur für Unternehmen im regulären Verfahren Strom in der 5. Regulierungsperiode zur Anwendung kommen. Unternehmen im vereinfachten Verfahren sowie Gasnetzbetreiber sind davon ausgeschlossen. Die Bundesnetzagentur nutzt jedoch in

ihrer Argumentation genau diesen OPEX-Faktor, um offensichtliche Nachteile an anderer Stelle aufzuwiegen, welche sich aus den geplanten Änderungen am Effizienzvergleich ergeben. Da der Faktor aufgrund seiner Eingeschränktheit jedoch keine nachhaltigen und strukturellen Verbesserungen für alle Netzbetreiber bringt, erachten wir diese Argumentation der Bundesnetzagentur für unzulässig.

Die vorgeschlagenen Änderungen bei der Ermittlung des Effizienzwertes für Unternehmen im vereinfachten Verfahren und bei der Gewährung des OPEX-Aufschlags stellen aus Sicht kleiner, regionaler Verteilnetzbetreiber eine systematische Benachteiligung dar:

Die geplante stärkere Gewichtung kleinerer Netzbetreiber resultiert auf Basis von Berechnungen der Bundesnetzagentur mit Daten aus der 3. Regulierungsperiode in einer Verringerung von mehr als drei Prozentpunkten im Strom. Die Anreizregulierung hat ihre Wirkung in den vergangenen Jahren entfaltet und dazu geführt, dass die Unternehmen sukzessive ihre Effizienzwerte gesteigert haben. Das nun geplante Vorgehen zielt darauf ab, die Effizienzwerte kleinerer Unternehmen grundlos und durch weitere Komplexität künstlich zu reduzieren. Dies wird den Unternehmen im vereinfachten Verfahren nicht gerecht, da Sie sich täglich für das Gelingen der Energiewende vor Ort einsetzen und für Vertrauen sorgen. Hierdurch werden den Unternehmen finanzielle Mittel von Investoren bzw. anderen Geldgebern entzogen, welche auf der anderen Seite für den Netzausbau zur Integration der Erneuerbaren Energien und Wärmepumpen oder Elektroautos im kommunalen Raum fehlen. Dass bei einer möglichen Übernahme durch größere bzw. effizientere Unternehmen eine Investition in diese kommunalen Strukturen erfolgt, bleibt stark zu bezweifeln. Es ist nicht zu verkennen, dass hohe Investitionen notwendig sind, um PV-Anlagen und Wärmepumpen von Netznutzern in kommunalen Gebieten zu gewährleisten. Ein Ausbleiben von Investitionen in diese Strukturen ist zwingend zu vermeiden, es darf nicht allein auf die preisgünstige Versorgung abgestellt werden, wie sie derzeit in öffentlichen Debatten geführt wird.

Im Fokus muss auch eine verbraucherfreundliche Versorgung stehen, wie sie gesetzlich vorgesehen ist. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn das Verteilnetz kontinuierlich ausgebaut wird. Andernfalls wird es zunehmend zu Beschwerden von Netznutzern kommen, dass die Energiewende vor Ort nicht spürbar ankomme. Der Netzausbau kann nicht ohne die notwendigen finanziellen Mittel erfolgen, welche auf die Netznutzer umgelegt werden müssen.

Zudem ist für uns nicht nachvollziehbar, warum Unternehmen aus dem vereinfachten Verfahren vom OPEX-Aufschlag ausgeschlossen werden sollen. Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass kleine Netzbetreiber nicht von den steigenden Betriebskosten betroffen sind, was aus unserer Sicht nicht sachlich begründet ist. Vielmehr stellt dieses Vorgehen einen Versuch dar, möglichst viele Unternehmen aus dem vereinfachten in das reguläre Verfahren zu drängen.

Die von der Bundesnetzagentur hierfür angeführte Begründung, dass die Strukturparameter von Unternehmen im vereinfachten Verfahren nicht vorlägen, ist ebenfalls kritisch zu bewerten. Der Großteil der Parameter wird ohnehin von allen Netzbetreibern in Monitoringberichten oder im Marktstammdatenregister erfasst und liegt damit vor. Es muss daher ein OPEX-Aufschlag jedenfalls all denjenigen Netzbetreibern gewährt werden, welche Strukturparameter zur Verfügung stellen, unabhängig davon, ob sie sich im regulären oder vereinfachten Verfahren befinden.

Wir weisen darauf hin, dass außerdem **die 5%-Pauschale für Behandlung der dnbK bzw. der KA_{nEu}** zum Nachteil der Unternehmen im vereinfachten Verfahren abgeschafft werden soll. Hierdurch entsteht zusätzlicher bürokratischer Aufwand und steht somit im Widerspruch dazu, dass im vereinfachten Verfahren weniger Aufwand entstehen soll. Was einst als Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes als Vereinfachung geplant war, nähert sich so zunehmend dem Aufwand im regulären Verfahren an. Daher bitten wir ausdrücklich darum, diese Vereinfachung beizubehalten und nicht die kleinen Unternehmen, welche ohnehin nur einen sehr geringen Teil am Ausgangsniveau ausmachen, weiter zu belasten.

b) Steigende Heterogenität im regulären Verfahren benachteiligt nahezu alle Netzbetreiber

Zudem verkennt der Festlegungsentwurf, dass es durch die signifikante Zunahme von kleineren Unternehmen im regulären Verfahren zu erheblichen Änderungen beim bisherigen Effizienzvergleich im regulären Verfahren kommen kann. Die Netzbetreiber gelangen teilweise über den neuen Schwellenwert ins reguläre Verfahren, zu einem großen Teil werden sie aufgrund der Verschlechterungen im vereinfachten Verfahren jedoch auch freiwillig am regulären Verfahren teilnehmen. Entsprechende Empfehlungen an die Unternehmen bereiten wir in der Thüga-Gruppe vorsorglich bereits vor, auch wenn wir hoffen, dass hier noch ein Umdenken der Bundesnetzagentur stattfinden wird.

Erste Berechnungen im Rahmen des BMT zeigen auf, dass es durch die veränderte Zusammensetzung insbesondere bei Netzbetreibern, die ihren Effizienzwert aus der SFA erhalten, zu signifikanten Verschlechterungen und systemischen Verzerrungen kommen wird. Diese Heterogenität der einzelnen Netzbetreiber muss nach Vorgabe des § 21a EnWG Abs. 1 S. 6 abgebildet werden und stößt bereits in der jetzigen Form des Effizienzvergleiches an seine Grenzen. Der Effizienzvergleich in seiner derzeitigen Form hat sich sehr gut eingespielt bei allen Beteiligten und eine gewisse Planungssicherheit gewährleistet. Die geplanten Änderungen - wie z.B. die Aufnahme zahlreicher neuer Netzbetreiber - führen zu unnötigen Verunsicherungen bei allen Beteiligten und hat nur Verlierer zur Folge. Netzbetreibern im bisherigen regulären Verfahren sowie Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren fehlt eine vorausschauende Planungsgrundlage und die Netzentgelte für Endkunden werden sich durch möglicherweise auftretende Schwankungen der Effizienzwerte in einigen Netzgebieten kurzfristig stark reduzieren, in Zukunft dann aber möglicherweise in gleichem Maße wieder erhöhen, ohne dass dies für Netzkunden nachvollziehbar wäre.

Die Auswirkung durch die Hinzunahme zahlreicher kleiner Unternehmen in das reguläre Verfahren muss zwingend vorab durch die Bundesnetzagentur im Austausch mit den Verbänden bewertet werden. Berechnungen von Polynomics im Auftrag des BMT zeigen, dass nahezu alle Netzbetreiber – insbesondere in der SFA – durch niedrigere Effizienzwerte benachteiligt werden, ohne dass dies auf das wirtschaftliche Handeln der Netzbetreiber zurückzuführen wäre. **Teilweise müssten Netzbetreiber 30% (Effizienzwert = 70%) ihrer ineffizienten Kosten abbauen, und dies nach den Plänen der Bundesnetzagentur über einen dann auch noch verkürzten Zeitraum von 3 Jahren. Da sich der Abbau zusätzlich auf die OPEX beschränkt, ist dies objektiv unmöglich und steht mit den grundlegenden Zielen der Anreizregulierung nicht in Einklang.** Eine Erreichbarkeit bzw. Übertreffbarkeit der Effizienzvergaben, wie es juristisch verlangt wird, ist nicht mehr gegeben.

c) Umstellung der Teilnahmevoraussetzung ist gänzlich ungeeignet und führt zu hoher Ungewissheit

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

Unserer Ansicht nach ist 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 notwendigen Zeitpunkt noch nicht in ausreichender Verlässlichkeit vorliegen, was insbesondere in einer dreijährigen Regulierungsperiode noch häufiger der Fall sein dürfte als bereits aktuell. Es ist somit für die Netzbetreiber nicht möglich, auf Basis von verlässlichen Datengrundlagen zu bestimmen, an welchem Verfahren sie in der folgenden Regulierungsperiode teilnehmen können bzw. müssen. Eine strategische Ausrichtung dieser Unternehmen wird damit blockiert. Diese Gefahr ist real, wie sich aus der Veränderung der erst vor ca. einem halben Jahr vorgestellten Schwellenwerte durch die BNetzA selbst in dieser Woche zeigt.

Hinzu kommt, dass Netzbetreiber durch eine gezielte Steuerung ihrer Kostenstruktur strategisch auf die Teilnahme am vereinfachten oder regulären Verfahren hinwirken könnten (sog. 'Cherry Picking'), was die Vergleichbarkeit und Fairness der Verfahren zusätzlich untergraben würde.

Mit der vorgeschlagenen Systematik ergäben sich für Netzbetreiber somit eine sehr hohe Intransparenz und fehlende Planbarkeit. Viele Netzbetreiber, die bislang unter das vereinfachte Verfahren fallen, müssten vorsorglich auch Daten vorhalten, die im regulären Verfahren verlangt werden. Ansonsten können sie im Falle der Zuteilung zum regulären Verfahren, dann u.a. auch rückwirkend, die notwendigen Daten nicht liefern. Das setzt, je nach gefordertem Dateninhalt, gegebenenfalls auch die interne Anpassung von Systemen voraus. Aufgrund der aufgezeigten Problematik bitten wir die BNetzA, an ihren Zielvorgaben festzuhalten, was den Abbau von Bürokratie und größere Verständlichkeit und Vereinfachung durch den neuen Regulierungsrahmen betrifft. Das bisherige Kriterium der Kundenanzahl ist ausschließlich von Entwicklungen, die der jeweilige Netzbetreiber überblicken kann, abhängig und sollte daher als passend zu diesen Zielvorgaben beibehalten werden.

d) Abstimmung mit den Landesregulierungsbehörden unbedingt erforderlich

Als letzten Aspekt möchten wir in diesem Zusammenhang noch einmal auf den Eingriff in das Verfahren der Landesregulierungsbehörden hinweisen, der sowohl mit einer veränderten Anzahl der Teilnehmer am regulären Verfahren und damit mehr Aufwand für die Landesregulierungsbehörden als auch mit einer veränderten Bestimmung der Teilnahmeberechtigung am vereinfachten Verfahren einhergeht. Angesichts einer Vielzahl von EOG-Beschwerden, welche selbst zum Zeitpunkt der Bestimmung der Netzentgelte bei manchen in der Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden liegenden Unternehmen noch nicht vorliegen, wäre es für die betreffenden Landesregulierungsbehörden ein – jedenfalls

kurzfristig – nicht zu bewältigender Kraftakt, die zur Bestimmung der Teilnahmeberechtigung am vereinfachten Verfahren erforderliche Datengrundlage rechtzeitig zu schaffen. Um die aus diesem Umstand resultierende Unsicherheit zu vermeiden, aber darüber hinaus auch aufgrund der Verfahrensautonomie der Landesregulierungsbehörden (vgl. § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG) hätte eine Umstellung der Kriterien für die Teilnahmeberechtigung am vereinfachten Verfahren gegenüber dem Status Quo als zwingende Voraussetzung, dass hierüber Einvernehmen zwischen Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden besteht.

14. Berücksichtigung von Biogaskosten

Gasnetzbetreiber benötigen Rechtssicherheit

Derzeit werden Kosten, die im Zusammenhang mit dem Anschluss von Biogasanlagen sowie der Einspeisung von Biogas in das Gasnetz entstehen, gemäß § 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) über einen bundesweiten Wälzungsmechanismus auf alle Netzkunden verteilt. Diese Regelung stellt sicher, dass die mit der Biogaseinspeisung verbundenen Kosten nicht zu einer punktuellen Belastung einzelner Netzbetreiber oder Netzkunden führen. Die gesetzliche Grundlage dieser Kostenwälzung entfällt jedoch mit dem Außerkrafttreten der GasNEV zum 31. Dezember 2027.

Weder der Entwurf der Festlegung RAMEN Gas noch der Entwurf der Gasnetzentgeltfestlegung (GasNEF) noch das EnWG-Bereinigungsgesetz enthalten derzeit eine ausdrückliche Regelung zur zukünftigen Behandlung der Biogaskosten. Es erfolgt weder eine Abgrenzung dahingehend, dass eine eigenständige Kostenwälzung fortgeführt werden soll, noch ein Hinweis darauf, dass diese Kosten künftig Bestandteil der allgemeinen Netzentgelte sein werden.

Zur Wahrung der Rechtssicherheit und zur Vermeidung von Unsicherheiten bei der zukünftigen Behandlung der Biogaskosten regen wir an, dass der Umgang mit diesen Kosten explizit in der RAMEN-Festlegung adressiert wird. Eine klare Regelung ist erforderlich, um sowohl den Netzbetreibern als auch den Marktteilnehmern Planungssicherheit zu geben und eine konsistente Umsetzung der regulatorischen Vorgaben sicherzustellen.

Ansprechpartner Thüga:

Patrick Kunkel

Leiter Regulierung

T: 089/38197-1295

patrick.kunkel@thuega.de