Harz Energie Netzgesellschaft

Stellungnahme

zu den Entwürfen der Festlegung „eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber“ (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

Harz Energie Netz GmbH, 29.07.2025

VORWORT

Die Harz Energie Netz GmbH 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 28. Februar 2025 ausführlich Stellung genommen haben, werden wir uns im Folgenden auf die wesentlichen bzw. neue Punkte beschränken. Ansonsten haben unsere Anmerkungen, Hinweise und Vorschläge vom 28. 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 Ausbauverpflichtungen 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.

[redacted] was massive Herausforderungen hinsichtlich personeller und finanzieller Ressourcen bedeutet.

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 effizientem 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 Ausnahmetatatbestände, 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**. Insbesondere im Interesse des benötigten Netzausbaus im Strom erfordert es angemessene und sichere Renditen, um Eigentümern und Kapitalgebern gerecht zu werden bzw. zu gewinnen.

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 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
- 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
- Kostenanerkennung des Saldos aus Mehr- und Mindermengenabrechnung und Differenzbilanzkreisabrechnung als KAnEu
- 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
- Beibehaltung der bewährten fünfjährigen Regulierungsperiode und der bewährten und transparenten Ausgestaltung des vereinfachten Verfahrens

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 risikoangepassten 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 Verordnungsgebers 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 die 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, Änderungen des Effizienzvergleichs 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 nicht logisch nachvollziehbar, da dieser nur für eine Regulierungsperiode geplant ist und die 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 zurück, **ob die im Rahmen des N.E.S.T.-Prozesses vorgelegten Änderungen der verfassungsrechtlich (und auch einfachgesetzlich) gebotenen Rechtsfolgeabschätzung und Interessenabwägung genügen.**

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 entgegentreten 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 Effizienzanreizen, 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) 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 [redacted] 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 unausgegorene 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) 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.

b) 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 Erheblichkeitsschwelle 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 Erheblichkeitsschwelle abzulehnen.

c) 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 Abbaupfads 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, 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 Erlösobergrenzenformel 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 gemacht 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 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 Körperschafts- 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 Erlösobergrenze.

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.

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.

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 allokative 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. Anpassung der Bemessungsgrundlage.*

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. 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 systematisch falsch, da hierdurch eine systematische Kostenunterdeckung der Kostenbudgets für die Netzbetreiber entsteht. Wir halten damit an der Forderung fest, dass der Zeitverzug zum einen aus systematischen Gründen abgeschafft werden muss. Die Netzbetreiber sind ohnehin mit immensen Herausforderungen konfrontiert. Da sollte die Bereinigung der falschen Systematik ein Selbstverständnis sein.

Sachverhalt	2026	2029	2030	2031	2032	2033
VPI-Ansatz (t)	100,00%	106,12%	108,24%	110,41%	112,62%	114,87%
VPI-Ansatz über Regulierungsformel (t-2)	100,00%	102,00%	104,04%	106,12%	108,24%	110,41%
Delta	0,00%	-4,12%	-4,20%	-4,29%	-4,37%	-4,46%

Tabelle 1: VPI-Gegenüberstellung

Dies bedeutet, dass selbst in einem eingeschwungenen Zustand, d. h. ein jährlicher VPI-Effekt i. H. 2%, der Netzbetreiber ein Delta in Höhe von mindestens 4% zu tragen hat. Höhere Inflationswerte potenzieren den Effekt. Dies lässt sich nur schwer als Netzbetreiber einsparen, da nicht alle Kosten direkt beeinflussbar sind und dies auch nicht Sinn und Zweck des Inflationsansatzes ist. Ziel ist es, Kostensteigerungen abzudecken. Dies erfolgt mit diesem falschen System nicht ausreichend. Die Beseitigung des Zeitverzuges und der Abbaupfad für Ineffizienzen müssen 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.

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.

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 ansatzweise möglich.

Die Behörde argumentiert, dass ein Anstieg der tatsächlichen Kostenlage erst mit Zeitverzug (nach dem VPI) erscheint. Schlussfolgernd würde dies bedeuten, dass aber auch das Basisjahr durch den Zeitverzug noch nicht den vollumfänglichen Kostenanstieg enthält. Dies ist für uns als Argument daher nicht einleuchtend.

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.

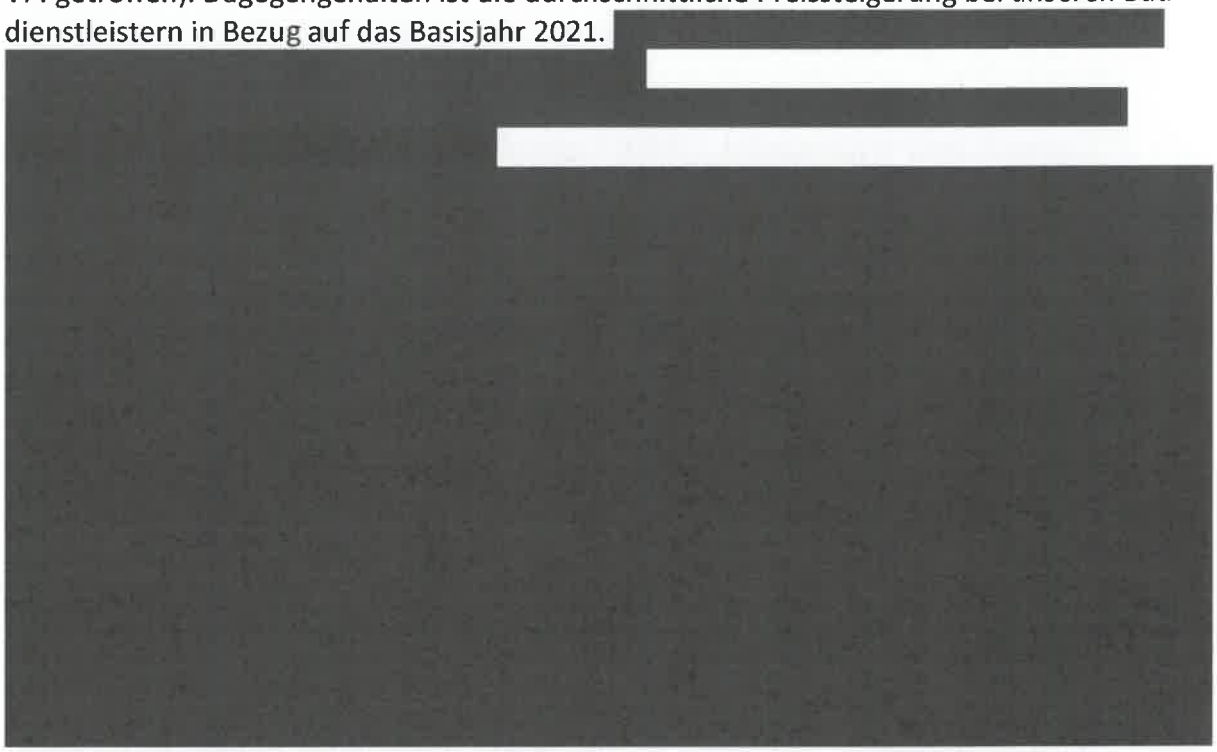
In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung, insbesondere der Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung, hinweisen. Unter anderem war bereits 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, das 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 all diesen Gründen sehen wir in der Beibehaltung des t-2-Versatzes einen klaren Abwägungsfehler. Dies wird durch die Anpassung des VPI hinsichtlich CAPEX verstärkt.

Zudem möchten wir festhalten, dass ein branchenindividueller Inflationsansatz sachgerechter sein könnte. In dem folgenden Beispiel wird deutlich, dass die Preissteigerungen der Baudienstleister nicht von dem VPI abgedeckt werden. Hierfür nutzen wir ein Zahlenbeispiel der Jahre 2024 bis 2026, da hier die Preise der Baudienstleister bereits feststehen.

Die folgende Übersicht zeigt schlicht den zugestandenen VPI-Ansatz über die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres (sofern Annahmen notwendig waren, wurden diese mit 2% VPI getroffen). Dagegengehalten ist die durchschnittliche Preissteigerung bei unseren Baudienstleistern in Bezug auf das Basisjahr 2021.



Der VPI ist ein Index, der die Preisentwicklung von Waren und Dienstleistungen misst, die von privaten Haushalten konsumiert werden. Alleine mit dieser Bemessungsgrundlage wird deutlich, dass die Anwendbarkeit angreifbar ist. **Sachlich korrekter wäre ein branchenindividueller Inflationswert, der die tatsächlichen Gegebenheiten widerspigelt.**

7. Anerkennung von Mehr-/Mindermengenkosten und Differenzbilanzkreisabrechnung als dnbK bzw. KAnEu

Wir möchten an der Stelle nochmals auf die strukturelle Problematik der Preissysteme im Rahmen der Mehr-/Mindermengenabrechnung in Kombination mit der Differenzbilanzkreisabrechnung eingehen.
Der sich für den Verteilnetzbetreiber ergebene Durchschnittspreis für die Mengen im Differenzbilanzkreis ergibt sich über die Ergebnisse der täglichen Bewirtschaftung zzgl. dem Delta aus der Prognose und dem Ist, welches zu Preisen der Regel- und Ausgleichsenergie gewertet wird. Schaut man sich den Lastverlauf eines Differenzbilanzkreises an, ist selbiger als überaus volatil zu bezeichnen, was sich darin erklärt, dass selbiger überwiegend die Ungenauigkeit der SLP-Profile widerspiegelt.

Die Preise zur monetären Bewertung zum Thema Mehr-/Mindermengenabrechnung wiederum werden auf Basis von SLP-Profilverläufen ermittelt. Damit haben wir zwei völlig unterschiedliche Ansätze der Preisfindung und damit begründet ein Risiko zu Lasten des Verteilnetzbetreibers, auf welches kein Einfluss genommen werden kann. Dies sind negative wirtschaftliche Effekte in einem Umfang, den ein Netzbetreiber nicht tragen kann und auch nicht tragen sollte, da er ansonsten seinen Fokus aufs Handelsgeschäft anstatt auf den sicheren Netzbetrieb verlagern müsste.

In Ziffer 232 des Festlegungsentwurfs StromNEF geht zwar darauf ein, dass Besonderheiten vom Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung geltend zu machen seien. [redacted] Die dadurch entstehenden Risiken lassen sich auf Dauer nicht über die EK-Verzinsung auffangen, was zudem auch nicht Sinn und Zweck ist.

Eine Berücksichtigung des Saldos aus Aufwendungen und Erlösen aus den unterschiedlichen Preismodellen für die Differenzbilanzkreisabrechnung und die Mehr-/Mindermengenabrechnung als KAnEu ist somit erforderlich, um das einseitige Risiko für den Netzbetreiber aus diesen Sachverhalten zu beseitigen. Sollte es gegen unsere Erwartungen zu einem Ausgleich der Salden aus Kosten und Erlöse im Zeitverlauf kommen, würde dieser Effekt über die Systematik der KAnEu in den Erlösobergrenzen berücksichtigt und an die Netzkunden weitergegeben. [redacted]

8. 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 Mengenkomponente hat der Netzbetreiber allenfalls sehr begrenzte Einflussmöglichkeiten. Daher hat die Anerkennungspraxis von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Vergangenheit zu berächtlichen 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.
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 grüngestellter 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 [redacted] 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.

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.

9. Kapitalkostenabzug

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

Die Vorschläge de 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 wir auch die BNetzA für angemessen. Das Einfrieren der Bestände aus dem Basisjahr für die Vorräte sowie des Pauschalbetrags für das übrige Umlaufvermögen halten wir pragmatisch und sachgerecht. Weiterhin begrüßen wir, die Festschreibung einer Methodik zur Berücksichtigung von vorzeitigen Analgenabgängen. 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 Jahr 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.

10. 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 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.

11. 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.

12. 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) 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.).

13. 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 können:

Gemäß Tenorziffer 14.1 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.

14. Vereinfachtes Verfahren

a) Steigende Heterogenität im regulären Verfahren benachteiligt nahezu alle Netzbetreiber

Der Festlegungsentwurf verkennt, 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.

Erste Berechnungen im Rahmen des BMT zeigen auf, dass es durch die veränderte Zusammensetzung insbesondere bei Netzbetreibern zu signifikanten Verschlechterungen und systemischen Verzerrungen kommen wird, welche ihren Effizienzwert aus der SFA erhalten. Diese Heterogenität der einzelnen Netzbetreiber muss nach Vorgabe aus dem §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 ja 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.

Ansprechpartner Harz Energie Netz GmbH: