

› STELLUNGNAHME

zu RAMEN Festlegungsentwürfen: RAMEN Strom [GBK-25-01-1#1] RAMEN Gas [GBK-25-01-2#1]

Berlin, 30.07.2025

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Positionen des VKU in Kürze

- › Die zu Beginn des NEST-Prozesses entstandene Erwartung, dass die Bundesnetzagentur einen zukunftsfähigen Regulierungsrahmen schafft, der die Netzbetreiber in ihrer Schlüsselrolle für die Energiewende stärkt, hat sich weitgehend nicht erfüllt. Es dominieren zunehmende Unsicherheiten und die Aussicht auf ein regulatorisches Umfeld, das den anstehenden Herausforderungen nicht gerecht wird.
- › Die politischen Zielsetzungen – insbesondere im Hinblick auf die Energiewende, Klimaneutralität und den Ausbau der Infrastruktur – stehen damit in einem fundamentalen Widerspruch zur aktuellen regulatorischen Ausrichtung, die primär auf Kostensenkung abzielt. Eine solche Ausrichtung der Regulierung verkennt die Realität der Netzbetreiber und gefährdet die Erreichung zentraler energiepolitischer Ziele.
- › Die geplante Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden wird vom VKU weiterhin entschieden abgelehnt. Das Problem des Zeitverzugs wird dadurch nicht gelöst und die Anreizwirkung vermindert. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode wird zwangsläufig zu höherer Bürokratie führen. Auch zukünftig sollte die Dauer der Regulierungsperioden 5 Jahre betragen.
- › Der VKU hält die Beibehaltung des OPEX-Faktors auch über die 6. Regulierungsperiode hinaus für erforderlich. Dieser sollte zumindest bis zum Erreichen der energiepolitischen Ziele mit einer erwartbar hohen Wachstumsdynamik beibehalten werden.
- › Der OPEX-Faktor muss auch den Teilnehmern des Vereinfachten Verfahrens zugänglich gemacht werden.
- › Es ist zwingend notwendig die OPEX-Inflationierung um den Entfall von 2 Jahren Inflationsausgleich aufgrund des Zeitversatzes beim VPI zu berichtigen.
- › In der RAMEN-Festlegung sollte klargestellt werden, dass die Ausgestaltung der Methodik zur Ermittlung der Effizienzvorgaben, einschließlich einer Bestabrechnung der Effizienzwerte und der Verteilung der Ineffizienzen, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten muss.
- › In der RAMEN-Festlegung sollte geregelt werden, dass für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, ein Effizienzwert in Höhe von 100% gilt.
- › Der VKU fordert, mit Blick auf die klaren europarechtlichen Vorgaben, die Grundsätze der Best-of-four Abrechnung in der RAMEN-Festlegung zu verankern.
- › Die Maßnahmen zum Vereinfachten Verfahren zielen offenbar darauf ab, dieses für potenzielle Teilnehmer unattraktiv zu machen. Diese Intention der BNetzA ist nicht nachvollziehbar, da das geplante Vorgehen vornehmlich zu steigendem bürokratischen Aufwand und zu zunehmenden Unsicherheiten des regulatorischen Rahmens führt.

- › Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung und eine jährliche Anpassung der Betriebskosten mit dem OPEX-Faktor sollten für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren nicht mit der RAMEN-Festlegung ausgeschlossen werden. In der Tenorziffer 16.1 sollte der Satz 2 gestrichen werden.
- › Eine stärkere Gewichtung der kleineren Netzbetreiber beim pauschalen Effizienzwert für das Vereinfachte Verfahren ist nicht sachgerecht, benachteiligt die Teilnehmer und macht das Vereinfachte Verfahren zusätzlich unattraktiv. In der Tenorziffer 16.1 sollte der Satz 2 gestrichen werden.
- › Der VKU spricht sich mit Nachdruck gegen die KAnEu-Korrekturgröße der pauschalen WACC-Verzinsung aus. Sie ist nicht konsistent zu einem WACC-Ansatz und konterkariert die mit der Einführung eines pauschalen WACC verbundenen Ziele der Transparenz und Verfahrensvereinfachung.
- › Die zukünftige Berücksichtigung handelsrechtlicher Zinsaufwendungen und Zinserträge im Zusammenhang mit der Altersversorgung als KAnEu steht im Widerspruch zu einem systematisch einfachen pauschalen WACC-Ansatz.
- › Eine Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ohne Berücksichtigung der nicht zu beeinflussenden Kostenanteile ist nicht sachgerecht und wird den Netzbetreibern, die von den umfangreichen Herausforderungen in Zuge der Integration von volatilen Erzeugungsanlagen betroffen sind, nicht gerecht.
- › Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen ist auch im Gasbereich eine Übergangslösung für Anlagenabgänge 2021- 2027 zu implementieren, ab 2028 im Rahmen des Kapitalkostenabzuges im Gas ist der kalkulatorische Restwert zum 01.01. des Abgangsjahres heranzuziehen. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse sind mindernd zu berücksichtigen.

Einleitung

Mit dem Start des NEST-Prozesses verband sich die berechtigte Erwartung, dass die Bundesnetzagentur einen zukunftsfähigen Regulierungsrahmen schafft, der die Netzbetreiber in ihrer Schlüsselrolle für die Energiewende stärkt. Diese anfängliche Aufbruchsstimmung ist mit den nun vorliegenden Festlegungsentwürfen jedoch weitgehend verfliegen. Statt Planungssicherheit und Investitionsanreizen dominieren zunehmende Unsicherheiten und ein regulatorisches Umfeld, das den realen Herausforderungen vor Ort nicht gerecht wird.

Der Präsident der BNetzA kündigte bei der NEST-Auftaktveranstaltung am 02.02.2024 an, dass seine Behörde antritt, um die volkswirtschaftlichen, Zitat: „Kosten der Langsamkeit“ zu reduzieren. Seine Behörde wolle dies erreichen, indem sie den Netzbetreibern die Möglichkeit gibt, ihre Netze vorausschauend, schnell und effizient auszubauen. Nur so können die politischen Zielvorgaben, denen sich auch die BNetzA verpflichtet fühle, erreicht werden. Damit die Netzbetreiber liefern können, würde die BNetzA mit NEST einen passenden Regulierungsrahmen gestalten.

Mit dem Zwischenergebnis der nunmehr vorliegenden Festlegungsentwürfe wird dies nicht gelingen. Bei der Gesamtbetrachtung der Auswirkungen des NEST-Prozesses steht für die Branche als Ergebnis fest, dass die finanziellen Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber sich im neuen Regulierungsrahmen erheblich verringern und die regulatorischen Risiken zunehmen werden. Die von der BNetzA erfolgte Gegenrechnung der negativen Auswirkungen mit dem OPEX-Faktor in der 5. Regulierungsperiode ist nach Auffassung des VKU nicht sachgerecht und im Grunde allein schon aufgrund der unbekanntenen Annahmen für den OPEX-Faktor und seiner Wirkweise nicht zulässig.

Beschneidet man die Netzbetreiber nachhaltig in ihrer Innenfinanzierungskraft, so wirkt sich dies oftmals mit einem Multiplikator auf ihre Fremdfinanzierungspotenziale aus. Es wird viel mehr Geld aus dem System genommen, als bislang allein aus dem NEST-Prozess heraus erkennbar war. Die Konsequenz eines zu restriktiven NEST-Ergebnisses ist klar: Die politischen Ziele werden erst verzögert erreicht werden können. Man kann von den Netzbetreibern zu Recht die schnelle, effiziente und vorausschauende Transformation ihrer Netze verlangen. Man ist aber im Unrecht, wenn man dies verlangt und gleichzeitig aber fordert: „Nur Kosten darf es nichts.“

Die Netzbetreiber stehen bereits heute unter enormem Druck: Fachkräfte sind rar, Tiefbaukapazitäten stark ausgelastet, und zentrale Netzkomponenten wie Kabel, Schaltanlagen oder Transformatoren sind nicht nur teuer, sondern auch schwer verfügbar. Diese Engpässe führen zu Verzögerungen und Kostensteigerungen, die durch die geplanten regulatorischen Maßnahmen nicht abgefedert, sondern im Gegenteil verschärft werden.

Der VKU hat unter seinen Mitgliedern eine Umfrage zu den wirtschaftlichen Folgen und zu den zu erwartenden Reaktionen durchgeführt. Die Ergebnisse zeichnen ein klares Bild: Eine überwiegende Mehrheit der Verteilnetzbetreiber sieht sich gezwungen, geplante Investitionsmaßnahmen zu reduzieren und zeitlich zu verschieben.

Diese Entwicklung hat weitreichende Konsequenzen für die Realität der Netzbetreiber. Die finanziellen Spielräume sind bereits heute stark eingeschränkt. Weitere Einsparungen sind faktisch nicht mehr möglich – es bleibt lediglich die Option, Maßnahmen zu verschieben. Dies führt jedoch zu einem Investitionsstau, der die dringend notwendige Transformation der Netzinfrastruktur gefährdet.

Zudem steigen die Verschuldungsgrade der Unternehmen weiter an, was die externe Finanzierung zusätzlich erschwert oder gar unmöglich macht. Ohne ausreichende Kapitalausstattung können Netzbetreiber nicht wachsen und nicht in die Zukunft investieren. Die Folge ist eine strukturelle Unterfinanzierung, die sich direkt auf die Versorgungssicherheit, die Integration erneuerbarer Energien und die Digitalisierung der Netze auswirkt.

Die politischen Zielsetzungen – insbesondere im Hinblick auf die Energiewende, Klimaneutralität und den Ausbau der Infrastruktur – stehen damit in einem fundamentalen Widerspruch zur aktuellen regulatorischen Ausrichtung, die primär auf Kostensenkung abzielt. Eine solche Ausrichtung der Regulierung verkennt die Realität der Netzbetreiber und gefährdet die Erreichung zentraler energiepolitischer Ziele.

2. Dauer der Regulierungsperiode

Die BNetzA beabsichtigt, trotz massiver Einwände seitens der Netzbetreiber, die Dauer der Regulierungsperiode ab der 6. Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre zu verkürzen. Die 5. Regulierungsperiode wird wie gewohnt 5 Jahre dauern und wird durch einen OPEX-Anpassungsfaktor ergänzt.

Bei der Entscheidung zwischen der Verkürzung der Regulierungsperiode und alternativen Ansätzen bewertet die BNetzA die jeweiligen Ansätze auf der Basis der Kriterien Treffsicherheit, Effizianzanreize, 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 vorläufigen 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 übersehen, dass es im Regulierungssystem mit dem Qualitätselement, dem Regulierungskonto und dem Kapitalkostenaufschlag durchaus innerperiodische Anpassungen gibt. Ein Betriebskostenaufschlag ist in anderen Regulierungssystemen, wie bspw. dem österreichischen umgesetzt, ohne dass das österreichische Regulierungssystem weniger kompatibel mit der Anreizregulierung ist. Deshalb sollte der Schwerpunkt bei der Bewertung nach Einschätzung des VKU

auf den anderen drei Kriterien liegen, weil sich damit besser die Eigenheiten der jeweiligen Ansätze erfassen lassen.

Die Bewertung der Treffsicherheit darf nach Ansicht des VKU nicht dabei stehen bleiben, dass Beispiele dafür angeführt werden, dass der jeweilige Ansatz nicht vollständig treffsicher ist. Es muss auch 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 auch 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 die dreijährige Regulierungsperiode die Kostenentwicklung gegenüber dem OPEX-Anpassungsmechanismus nur zeitverzögert erfasst. Dafür beruhe der OPEX-Anpassungsmechanismus aber auf Standardkosten, 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 geht die BNetzA nicht darauf ein, dass die dreijährige Regulierungsperiode die Kostenveränderungen zwar zwei Jahre schneller erfasst als bei einer fünfjährigen Periode. Da die dreijährige Periode aber immer noch einen Zeitverzug von bis zu 5 Jahren bei der Ermittlung der Kosten aufweisen kann, ist es offensichtlich, dass der OPEX-Anpassungsmechanismus bei der Bestimmung der Standardkosten im Vergleich zur dreijährigen Periode immer noch vorteilhaft ist, da er über die standardisierten Kosten – mit einem leichten Zeitverzug bei ihrer Ermittlung – die tatsächlichen effizienten Kosten, die aus einer Veränderung der Aufgabe resultieren, ohne Zeitverzug erfasst.

Wenn die BNetzA trotzdem Zweifel hat, sollten die Effekte quantifiziert werden. Die Zahlen sind vorhanden. Untersuchungen zur Treffsicherheit von BASE hat der VKU in der Konsultation vorgelegt. Hierbei sollte auch bewertet werden, wie stark sich die effizienten Standardkosten im Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode gegenüber den effizienten Standardkosten in der vorhergehenden Regulierungsperiode geändert haben.

Neben dem weiterhin bestehenden deutlichen Zeitverzug zwischen möglichen Kostensteigerungen aus der Erweiterung der Versorgungsaufgaben und der Berücksichtigung dieser Aufwendungen in der Erlösobergrenze stellt die BNetzA auf Besonderheiten des Geschäftsjahres bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus ab, die ggf. steigende Kosten aus der Betrachtung der Vergangenheit als nicht repräsentativ betrachten und damit dem Netzbetreiber sowohl keine sachgerechte Ausgangsbasis ermöglichen als auch eine deutlich verzögerte Anpassung steigender Kosten einräumen.

Völlig unverständlich ist die von der BNetzA angezeigte Positionierung zum Budgetprinzip: "Eine teilweise in den Stellungnahmen geforderte gesamthafte Betrachtung der Kostensituation ist hingegen abzulehnen, da sie dem Sinn und Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde." (RN 757) Hierbei erläutert die BNetzA an keiner Stelle, inwieweit die Gesamtbeachtung der operativen Kosten im Zeitverlauf zur möglichen Indikation für Besonderheiten des Geschäftsjahres dem postulierten Budgetprinzip und allen öffentlichen Äußerungen von Vertretern der BNetzA in diesem Zusammenhang nicht zielführend sei. Auf der einen Seite öffentlich immer wieder das Budgetprinzip in den Vordergrund zu stellen und den Netzbetreibern die Verantwortung für die Verwendung der entsprechenden Mittel in sachgerechter Weise zuzuweisen, auf der anderen aber genau die Freiheit der Budgetnutzung dahingehend einzuschränken, dass Besonderheiten des Geschäftsjahres über Mittelwerte einzelner Kostenpositionen identifiziert werden und entsprechenden Kürzungen unterliegen, ist nicht konsistent.

Verstärkt wird dieser Aspekt durch Verwerfungen bei der Identifikation von Besonderheiten des Basisjahres, deren kostenseitige Anerkennung die BNetzA gemäß ihrem Festlegungsentwurf zu streichen beabsichtigt. Während in der bisherigen Systematik Auffälligkeiten erkannt werden, könnten Kostenschwankungen bei einer Verkürzung der Regulierungsdauer ungerechtfertigterweise als Besonderheiten des Basisjahres identifiziert und somit gestrichen werden.

Beispielhaft genannt seien hier technische Wartungszyklen von 2 Jahren, welche in einer 3-jährigen Regulierungsperiode einmalig auftreten können. Bei einer Kostenanerkennung werden diese Aufwendungen im Mittelwert, also lediglich zu einem Drittel, anerkannt. Aufgrund der Einmaligkeit im Basisjahr besteht jedoch das Risiko, dass sie als "Besonderheit des Basisjahres" vollständig gekürzt werden. Im Verlauf der darauffolgenden Regulierungsperiode fallen die entsprechenden Aufwendungen jedoch zyklusbedingt zweimal an, so dass die geprüfte Kostenbasis und damit die genehmigten Erlöse in keinem Fall die Versorgungsaufgabe widerspiegeln.

Während bei einer 3-jährigen Dauer der Regulierungsperiode diese Problematik in jeder zweiten Kostenprüfung auftritt, besteht dieses Risiko derzeit nur bei jeder dritten Kostenprüfung. Eine auf drei Jahre verkürzte Regulierungsperiode reagiert zu sensibel auf technisch oder gesetzlich bedingte und betrieblich erforderliche Kostenschwankungen und riskiert signifikante Verwerfungen zwischen den zulässigen Erlösen und den notwendigen Aufwendungen in der entsprechenden Regulierungsperiode.

Umsetzbarkeit durch Landesregulierungsbehörden (LRegB)

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 für die Kostenprüfung und die 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 sollte die BNetzA nach unserem Dafürhalten berücksichtigen, dass die am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen EnWG-Änderungen in Umsetzung der EuGH-Entscheidung zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde, mit der die Zuständigkeiten der BNetzA erheblich ausgeweitet wurden, als nicht zustimmungsbedürftiges Gesetz verabschiedet wurden. Bereits bei der Schaffung der gesetzlichen Grundlage für die nun erfolgende RAMEN-Festlegung war das Mitspracherecht der Länder begrenzt. Daher ist die ausreichende Beteiligung der Landesregulierungsbehörden und die angemessene Würdigung ihrer etwaigen Forderungen und Bedenken im Rahmen der vorliegenden Festlegungsverfahren umso wichtiger und darf nicht ein weiteres Mal beschränkt werden. Wir gehen daher davon aus, dass die Vorgaben des § 54 Abs. 3 Satz 4 EnWG beachtet werden, wonach die BNetzA bei bundeseinheitlichen Festlegungen das Benehmen mit dem Länderausschuss herzustellen hat.

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 zu viel 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 zu viel 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, in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt Ausgleich über das Regulierungskonto 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 vonstattengeht.

3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

Der VKU begrüßt es, dass gemäß Tenorziffer 3.2 für Stromverteilnetzbetreiber in der 5. Regulierungsperiode die Möglichkeit einer jährlichen Anpassung der Betriebskosten in der Erlösobergrenze auf Basis des von uns vorgeschlagenen BASE-Modells verankert wird. Das Modell ist ein geeigneter Ansatz zur Reduzierung einer Betriebskostenunterdeckung infolge steigender Versorgungsaufgaben, der pauschal und dennoch treffgenau ist.

Nicht nachzuvollziehen ist allerdings die Argumentation der BNetzA, dass die Anwendung des OPEX-Aufschlags auf die 5. Regulierungsperiode begrenzt werden solle. Die BNetzA rechtfertigt dies damit, dass eventuelle sprunghafte Kostenanstiege bis zum Basisjahr der sechsten Regulierungsperiode im Jahr 2031 erfolgt sein müssten, so dass die Kostenanstiege in dem Budget für die sechste Regulierungsperiode erfasst sein würden. Dies und die raschere Erfassung der Kostenveränderung durch eine dreijährige Regulierungsperiode lassen die Notwendigkeit eines OPEX-Anpassungsmechanismus in der sechsten Regulierungsperiode entfallen.

Diese Argumentation verkennt, dass die Wirksamkeit des OPEX-Anpassungsmechanismus durch seine Struktur auf den Fall begrenzt ist, dass beim Netzbetreiber aufgrund eines Wachstums seiner Versorgungsaufgabe neue Kosten innerhalb der Regulierungsperiode entstehen. Nur dann erhält der Netzbetreiber einen Zuschlag auf die OPEX, da die im Effizienzvergleich verwendeten Parameter und damit auch die effizienten Kosten des Netzbetreibers ansteigen. Wenn der Netzbetreiber kein zusätzliches Wachstum seiner Versorgungsaufgabe bewältigen muss, wird er keinen Anstieg der Parameter verzeichnen und er erhält somit auch keinen Betriebskostenanstieg. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre kann diesen Mechanismus nicht ersetzen, da es bei einer dreijährigen Regulierungsperiode immer noch zu einem Zeitverzug von bis zu fünf Jahren kommt und weil die Kosten in einer dreijährigen Regulierungsperiode aufgrund der standardisierten Kostenprüfung weniger treffsicher erfasst werden können. Es kann also auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode notwendig sein, Kostenaufwüchse aufgrund neuer Aufgaben durch ein zusätzliches Instrument abzudecken.

Weiter muss festgehalten werden, dass das Regulierungssystem ohne den Betriebskostenaufschlag keine Lösung für den Fall bietet, dass die Kosten des Netzbetreibers aufgrund des Wachstums seiner Versorgungsaufgabe innerhalb der Regulierungsperiode ansteigen.

Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode würden die daraus resultierenden Kosten erst mit einem Zeitverzug von bis zu fünf Jahren kompensiert. In einem Wettbewerbsmarkt würden Unternehmen bei zusätzlichen Aufgaben oder steigendem Output die entstandenen Kosten dem Kunden ohne Zeitverzug in Rechnung stellen.

Nicht nachvollziehbar ist die Argumentation der BNetzA in dem begleitenden Papier, der OPEX-Anpassungsfaktor sei in der sechsten Regulierungsperiode nicht mehr erforderlich, da die Netzbetreiber einen Aufgabenzuwachs durch Digitalisierung und automatisierte Betriebsabläufe bewältigen müssen. Auch digitalisierte und automatisierte Arbeitsabläufe verursachen bei zusätzlichen Aufgaben zusätzliche Kosten, auch wenn das Niveau des Kostenwachstums geringer sein sollte. Diese Reduktion des Kostenwachstums würde in einer dreijährigen Regulierungsperiode durch die zeitnahe Durchführung des Effizienzvergleichs auch schnell abgebildet.

Der VKU hält es aus den besagten Gründen für erforderlich, dass ein OPEX-Anpassungsmechanismus auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode beibehalten wird. Aus denselben Gründen ist es nach Einschätzung des VKU notwendig, den OPEX-Anpassungsmechanismus auch schon in der vierten Regulierungsperiode einzuführen. Eine Untersuchung des Verbände-Projektes „Benchmarking Transparenz“ (BMT) hat gezeigt, dass es schon im Jahr 2024 gegenüber dem Basisjahr 2021 zu deutlichen Kostenaufwüchsen bei den aufwandsgleichen Kosten gekommen ist.

Die Argumentation der BK8 in dem Rundschreiben Nr. 2 vom 28.05.2025, der OPEX-Anpassungsfaktor müsse noch nicht eingeführt werden, weil noch keine verbreitete und systematische Kostenunterdeckung erkennbar sei, überzeugt nicht. In den vom BMT-Projekt erfolgten Untersuchungen sind bei einer relevanten Anzahl von Netzbetreibern deutliche Kostenunterdeckungen zu erkennen: Mindestens ein Viertel der Netzbetreiber hat Kostensteigerungen von über 25%. Wenn diese Kostenunterdeckung noch nicht in dem von der BNetzA erwarteten Maße zu erkennen ist, kann das daran liegen, dass die Energiewende in den jeweiligen Netzgebieten in unterschiedlichen Geschwindigkeiten vollzogen wird. Die Anzahl der Netzbetreiber in der Datenerhebung des BMT-Projekts zeigt auf alle Fälle die Notwendigkeit, dieses Instrument bereits jetzt einzuführen.

Die BNetzA behält sich in der Festlegung RAMEN Strom zwar vor, die Ausgestaltung der OPEX-Anpassung in einer weiteren Methodenfestlegung zu konkretisieren. Trotzdem skizziert sie in der Festlegung RAMEN Strom und in dem begleitenden Papier „OPEX-Anpassungsfaktor für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber“ schon einige Strukturen einer solchen Anpassung. Die Anpassung kann von einer oder mehreren Erheblichkeitsschwellen abhängig gemacht werden, die der Netzbetreiber überschreiten muss. Dies wird damit begründet, dass „gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen sind“ (Randziffer 690). In dem begleitenden Papier weist die BNetzA darauf hin, dass es bei einer Reduktion der Vergleichsparameter nicht zu einer negativen Anpassung der Betriebskosten kommt.

Bei der Einführung einer Erheblichkeitsschwelle muss zunächst darüber gesprochen werden, warum sie erforderlich ist. Nachvollziehen kann der VKU die Einführung einer Erheblichkeitsschwelle, wenn sie der Minimierung von Verwaltungsaufwand dient. Weder Netzbetreiber noch Regulierungsbehörden können ein Interesse daran haben, dass ein OPEX-Anpassungsmechanismus bei einer minimalen Veränderung des Outputs zu bestimmen ist. Nicht nachvollziehbar ist allerdings die Begründung der BNetzA, dass Erheblichkeitsschwellen notwendig sind, da „gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen sind“. Hier muss geklärt werden, was gewöhnliche Schwankungen sind. Kostenanstiege aufgrund eines Wachstums von Aufgaben müssen über ein Instrument im Regulierungssystem abgedeckt werden. Die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre kann das nur unvollständig leisten. Schwankungen, die im gewöhnlichen Geschäftsbetrieb bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe bestehen, sind dagegen durch das Budgetprinzip abgedeckt.

Zu der Überlegung der BNetzA, dass sinkende Strukturparameter nicht zu einer negativen Betriebskostenanpassung führen sollten, möchte der VKU hinzufügen, dass das auch den unternehmerischen Realitäten entspricht. Im Geschäftsbetrieb eines Netzbetreibers kann es bei Parametern, die in den Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode eingehen, zu Schwankungen kommen. Ein Beispiel hierfür ist etwa der Parameter Last, der selbst bei einer wachsenden Versorgungsaufgabe aufgrund externer Faktoren wie der Corona-Krise in den letzten Jahren verzögert gewachsen ist oder temporär zurückging. Trotzdem wird der Netzbetreiber keine Kapazitäten abbauen, wenn es temporär zu einer Verschiebung beim Wachstum des Parameters kommt.

Der VKU widerspricht der Behauptung der BNetzA, dass für die 6. Regulierungsperiode ein OPEX-Anpassungsfaktor weder erforderlich noch sinnvoll sei. Als Begründung macht die BNetzA den Netzbetreibern eine Vorgabe, nach welcher sie in der Lage sein müssten, die Zeit bis zur 6. Regulierungsperiode zu nutzen, um ihre Strukturen so anzupassen, dass durch Digitalisierung und überarbeitete und automatisierte Betriebsabläufe auch der Zuwachs an energiewendetytischen Aufgaben aufwandsarm bewältigt werden könne. Hierzu würden auch Digitalisierung und Automatisierung ihren Beitrag leisten.

Die Annahme, dass Netzbetreiber nach der 5. Regulierungsperiode keinen signifikanten OPEX-Aufwuchs mehr haben werden, scheint allerdings „am grünen Tisch“ getroffen worden zu sein. Die Realitäten in den Unternehmen spiegeln eine solche Annahme nicht wider. Nach der von der BNetzA aufgebauten Regulierungslogik müsste der OPEX-Aufwuchs bereits Ende 2031 abgeschlossen sein, da die Erlösobergrenzen der 6. Regulierungsperiode sich auf das anerkannte Kosten-Ausgangsniveau des Basisjahres 2031 beziehen. In Wirklichkeit wird die Änderung der Aufgaben aus der Transformation des Energieversorgungssystems entsprechend der politischen Ziele 2031 nicht abgeschlossen sein. Auch wird es technisch und wirtschaftlich gar nicht möglich sein, die Stromnetze bis 2031 auf das politische Ziel 2045 auszubauen.

Sollte der OPEX-Aufwuchs in den folgenden Jahren erwartbar fortschreiten, würden die Netzbetreiber für die sechste Regulierungsperiode ein Ausgangsniveau beschieden, welches das nachhaltig vorhandene und höhere tatsächliche Kostenniveau systematisch unterschreitet.

Der VKU hält die Beibehaltung des OPEX-Faktors auch über die 6. Regulierungsperiode hinaus für erforderlich. Dieser sollte zumindest bis zum Erreichen der energiepolitischen Ziele, in denen eine hohe Wachstumsdynamik zu erwarten ist, beibehalten werden.

OPEX-Faktor für das Vereinfachte Verfahren

Entschieden abgelehnt wird vom VKU, dass der OPEX-Anpassungsfaktor in der fünften Regulierungsperiode nicht auf Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren angewendet werden soll. Auch Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren müssen stark steigende Aufgaben bewältigen. Ein überzeugender Grund für den Ausschluss von der Anwendung des OPEX-Faktors ist nicht zu erkennen. Die BNetzA begründet den Ausschluss der Teilnehmer im Vereinfachten Verfahren damit, dass die Ausgangswerte und Strukturparameter der Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren nicht vorliegen würden. Das kann der VKU nicht nachvollziehen. In der folgenden Tabelle sind die im Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode verwendeten Parameter aufgeführt. In der vierten Spalte sind die Datenquellen angegeben, aus der die Daten mit vertretbarem Aufwand ermittelt werden können oder die der BNetzA bereits aus anderen Datenabfragen vorliegen.

Parameter	Spannungsebene	Einheit	Datenquelle
Anzahl der Messlokationen		Stück	EHB Monitoring
Stromkreislänge Kabel Hoes und HS	HoeS und HS	km	Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, EHB-Monitoring
Stromkreislänge Freileitungen HoeS und HS	HoeS und HS	km	Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, EHB-Monitoring
Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)	MS und NS	km	Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, EHB-Monitoring
tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	HS/MS	kW	Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, EHB-Monitoring
tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast	MS/NS	kW	Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, EHB-Monitoring
Installierte Erzeugungsleistung	HöS, HöS/HS, HS, HS/MS	kW	Marktstammdatenregister
Installierte Erzeugungsleistung	MS und MS/NS	kW	Marktstammdatenregister
Installierte Erzeugungsleistung	NS	kW	Marktstammdatenregister

Die BNetzA argumentiert weiterhin, dass die Einführung zusätzlicher Berechnungskomponenten wie des OPEX-Anpassungsfaktors dem Vereinfachungszweck des Vereinfachten Verfahrens widersprechen würde. Ferner stehe der regulatorische Aufwand für die Anwendung nicht im Verhältnis zum potenziellen Nutzen, vielmehr wolle man die kleinen

Netzbetreiber von unverhältnismäßigem administrativen Aufwand entlasten. Schließlich seien die Effekte systematischer Verzerrungen in der OPEX-Fortschreibung bei kleinen Netzbetreibern weniger ausgeprägt.

Der VKU hat mit der oben dargestellten Tabelle gezeigt, dass sich der administrative Aufwand in einem vertretbaren Ausmaß bewegt. Bei anderen zusätzlichen Komponenten wie dem EE-Wälzungsmechanismus oder dem erweiterten Q-Element ist dieser um ein Vielfaches höher. Die BNetzA verteidigt deren Einführung mit der Verhältnismäßigkeit zum Nutzen. Dennoch gilt dies in gleichem Maße für den OPEX-Faktor, da dieser den Aufwuchs der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers angemessen berücksichtigt. Dieser Aufwuchs ist in gleichem Maße von der Transformation während der Energiewende beeinflusst wie die EE-Kostenwälzung und die Energiewendekompetenz. Während der Nutzen der EE-Kostenwälzung in einer Korrektur der Verursachungsgerechtigkeit liegt, welche durch eine ergebnisneutrale Verschiebung der Netzerlöse erfolgen soll, zielt das erweiterte Q-Element auf ein Monitoring und eine gerechte Entlohnung der Netzbetreiber im Hinblick auf deren Fortschritte bei der Energiewende und der Servicequalität gegenüber den Netznutzern ab. Vergrößert sich durch den Zuwachs von Strukturparametern die Versorgungsaufgabe eines Marktakteurs, wird dieser am freien Markt sofort und entsprechend darauf reagieren. Genau dies wird dem Netzbetreiber durch die Einführung des OPEX-Anpassungsfaktors ermöglicht. Und ebendiese Möglichkeit muss für alle Netzbetreiber gegeben sein.

Die Behauptung der BNetzA, dass die Effekte systematischer Verzerrungen in der OPEX-Fortschreibung bei kleinen Netzbetreibern weniger ausgeprägt seien, kann der VKU nicht nachvollziehen und es ist unklar, auf Basis welcher Daten diese belegt werden kann. Allein mit der Einführung des EE-Wälzungsmechanismus für alle Netzbetreiber entkräftet die BNetzA diese Behauptung bereits selbst. Die Energiewende und deren Transformation entwickelt sich regional betrachtet sehr unterschiedlich und hat nichts mit der Größe des Netzbetreibers zu tun, sondern ist von anderen Faktoren abhängig. Dies kann einzelne Netzbetreiber bereits jetzt sehr stark betreffen, andere wiederum erst in ein paar Jahren. Genau deshalb ist es unerlässlich, alle Netzbetreiber unabhängig von ihrer Größe zur Anwendung eines OPEX-Anpassungsfaktors zuzulassen.

Abschließend sei noch erwähnt, dass die Abschaffung der 5%-Pauschale dem Argument des Vereinfachungszwecks widerspricht, während die Dokumentation und Ermittlung von Versorgungsleistungen mit einem administrativen Aufwand verbunden ist, für welchen der Nutzen für den VKU nicht erkennbar ist.

Auf die unter Tenorziffer 16 und deren Randziffern seitens der BNetzA aufgestellten Argumente zum gleichen Thema wird im dortigen Teil der Stellungnahme Bezug genommen.

OPEX-Faktor für Gas

Entgegen der Annahme der BNetzA, dass es im Gasbereich vor der 6. Regulierungsperiode nicht zu einer größeren Dynamik hinsichtlich der OPEX-Entwicklung kommt, sieht der VKU erhebliche Herausforderungen seiner Mitgliedsunternehmen. Zum einen werden sich

möglicherweise auch schon in der 5. Regulierungsperiode Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau ergeben, für die noch keine Rückstellungen gebildet werden konnten. Zum anderen erfordert die Umsetzung der Methanemissionsschutzverordnung aufwändigere Prüfroutinen, Berichterstattungen und ggf. aufwändigere Instandhaltungsmaßnahmen in den Gasnetzen. Hierfür brauchen auch die Gasnetzbetreiber zwingend ein Instrument zur Anerkennung der Kosten bereits in der 5. Regulierungsperiode. Eine Möglichkeit wäre auch die Berücksichtigung dieser Kosten als KA_{nEu} , wie die BNetzA dies gemäß ihren Ausführungen unter Rn. 768 zu KA_{nEu} in Erwägung zieht.

4. Regulierungsformel und Anpassung EOG

Der VKU begrüßt es, dass seine Anmerkungen in der Stellungnahme vom 05.03.2025 zu dem Tenorierungsentwurf zur Festlegung RAMEN zur Korrektur der Doppelanpassung volatiler Kostenanteile mit VPI und Xgen berücksichtigt wurden.

6. Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die Anpassung der Kosten in der Erlösobergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode erfolgt durch die Anwendung eines Verbraucherpreisindex und eines generellen Produktivitätsfaktors. Neu ist die Anwendung nur noch auf die OPEX und auf die volatilen Kosten. Der VPI-Zeitversatz im VPI und Xgen soll weiterhin bestehen bleiben.

Die Berechnungen und Ansätze zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor werden in einer eigenen Methodenfestlegung behandelt, daher geht der VKU im Folgenden hauptsächlich auf das Thema Zeitversatz im VPI ein.

Hintergrund der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze mit dem VPI, korrigiert um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, ist laut Ausführungen der BNetzA, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor einstellen würde. Um hier mathematisch richtig vorzugehen, ändert die BNetzA an dieser Stelle die EOG-Formel bzgl. der Korrektur des VPI um den Xgen. Und bereits in den ersten Entwürfen zur EOG-Formel hat die BNetzA die Inflationierung der CAPEX herausgenommen. Warum sie nicht auch den Zeitverzug korrigiert, begründet die BNetzA leider weiterhin mit methodisch nicht überzeugenden Argumenten.

Fehlender Inflationsausgleich gefährdet Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit

Die BNetzA begründet den Zeitversatz beim VPI damit, dass das Planungssicherheit für den Netzbetreiber bedeuten würde. Der Zeitversatz "gleicht sich" - so die Einschätzung der BNetzA - "auch bei einem Nachlaufen über den Zeitverlauf aus" (Randziffer 280).

Dieser Einschätzung ist entgegenzuhalten, dass sich der Zeitversatz beim VPI nie ausgleicht. Das Ausgangsniveau in der EOG wird in jedem Jahr der Regulierungsperiode um die Inflation von zwei Jahren zu niedrig angesetzt. Wenn die Inflation pro Jahr zwei Prozentpunkte beträgt, liegt das Ausgangsniveau des Netzbetreibers in jedem Jahr um vier

Prozentpunkte unter dem inflationsbedingten Kostenanstieg. Es kann nicht als Planungssicherheit bezeichnet werden, dass dem Netzbetreiber in jedem Jahr der Regulierungsperiode systematisch eine inflationsbedingte Kostensteigerung von zwei Jahren verwehrt wird. Diese systematische Unterdeckung des Ausgangsniveaus gefährdet die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Erlösobergrenze.

Die weitere Begründung des Zeitversatzes durch die BNetzA, dass er erforderlich sei, da der Netzbetreiber ja auch die Ineffizienz erst mit Beginn der Regulierungsperiode und nicht schon seit dem Basisjahr abbau, kann ebenfalls nicht überzeugen. Der Inflationsausgleich über den VPI und der Abbau der Ineffizienz sind zwei systematisch unterschiedliche Effekte. Das zeigt das Beispiel eines Netzbetreibers, der 100 % effizient ist. Der Netzbetreiber hat keinen Vorteil aus einem Zeitverzug beim Abbau der Ineffizienz seit dem Basisjahr, dafür aber einen erheblichen Nachteil aus dem systematisch unterlassenen Inflationsausgleich. Weiter ist hier festzuhalten, dass jeder Netzbetreiber seit dem Beginn der Anreizregulierung 2009 einer Effizienzvorgabe unterliegt. In dem Zeitraum zwischen Basisjahr und Ende der Regulierungsperiode besteht die Effizienzvorgabe der jeweiligen Regulierungsperiode. Der Netzbetreiber hat in der Anreizregulierung keinen Zeitraum ohne Abbauvorgabe aus dem Effizienzvergleich.

Prognoseunsicherheiten

Die Veröffentlichung des VPI durch das Statistische Bundesamt erfolgt jährlich mit einem Zeitversatz. Gemäß BNetzA kann daher in der Erlösobergrenze kein aktueller Ansatz für den VPI gewählt werden. Ein Verzicht auf den Zeitversatz würde bedeuten, dass der VPI auf Basis von Prognosen angesetzt werden müsste. Die Bundesnetzagentur hält dies für nicht sachgerecht, da es zu erheblichen Planungsunsicherheiten führen könne.

Der beibehaltene Zeitversatz solle laut BNetzA für Transparenz und Verlässlichkeit für alle Beteiligten, so auch für die Netzbetreiber, sorgen. Diese können sich somit auf die vorgegebenen Erlöse einstellen und ihre Planungen entsprechend ausrichten. Diese Argumentation ist nicht überzeugend.

Zum einen kann eine Korrektur leicht über das Regulierungskonto erfolgen. Die Aufgabe des Regulierungskontos ist der Abgleich zwischen Plan- und Istwerten, wenn zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösobergrenze noch keine Istwerte vorliegen. Eine Korrektur des VPI wäre an dieser Stelle mit geringem Aufwand leicht möglich.

Zum anderen sind die Inflationsraten in Europa, wie die BNetzA selbst ausführt, eher moderat und gleichmäßig und bis auf Sonderfälle wie Corona oder Ukraine-Krieg gut vorhersehbar. Korrekturen über das Regulierungskonto würden daher kaum große Verwerfungen hervorbringen.

Es ist nicht richtig, dass die Richtigstellung der Inflationierung in der EOG-Formel zu erheblichen Unsicherheiten bei den Netzbetreibern führen würde oder die Regulierungsstabilität gefährdet. Es ist übliche Praxis, dass die Erlösobergrenzen im Nachhinein angepasst werden müssen. Die Gründe sind vielfältig, so z.B. auch, wenn das Statistische Bundesamt

den VPI ausgehend vom Basisjahr regelmäßig mit großem Zeitverzug rückwirkend anpasst. D.h. auch ein VPI mit Zeitverzug wird regelmäßig nachträglich korrigiert.

Internationale Beispiele, wie u.a. einige nordeuropäische Länder oder Österreich zeigen, dass eine gute Regulierung durchaus mit dem Ansatz eines VPI ohne Zeitverzug möglich ist. Wichtig ist weniger eine gute Schätzung des VPI als vielmehr die korrekte wirtschaftliche Abbildung sachgerechter zulässiger (inflationierter) Erlöse.

Alternativ könnte auch der VPI der letzten verfügbaren Ist-Jahre verwendet werden, um die Inflationierung durchzuführen. So könnte z.B. die Inflation des Jahres 2029, die seit dem Basisjahr 2026 eingetreten ist, mit dem Ist-VPI der drei Jahre 2025, 2026 und 2027 im Jahr 2028 durchgeführt werden.

Es ist zwingend notwendig die OPEX-Inflationierung um den Entfall von 2 Jahren Inflationsausgleich aufgrund des Zeitversatzes beim VPI zu berichtigen.

Beispiel:

Abschließend soll einfaches Beispiel die erheblichen Auswirkungen des falschen Ansatzes jeweils für einen effizienten und einen ineffizienten Netzbetreiber aufzeigen. Angenommen sei beispielhaft eine jährliche Steigerung von VPI- X_{gen} von 1,5 %, die sich 1:1 in der Kostenentwicklung widerspiegelt.

Es gibt nach Auffassung des VKU keine Begründung, weshalb ein effizienter Netzbetreiber innerhalb einer Regulierungsperiode 16 % bzw. bei einer kürzeren Regulierungsperiode 9 % seiner OPEX über die allgemeine Effizienzvorgabe X_{gen} hinaus abbauen sollte. Ebenso gibt es keine Begründung, weshalb ein ineffizienter Netzbetreiber erhebliche Kosten über seine individuelle und die allgemeine Effizienzvorgabe hinaus abbauen muss, um eine Kostendeckung zu erreichen.

	2025			5. Regulierungsperiode					6. Regulierungsperiode			7. Regulierungsperiode		
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
jährliche Inflationsrate (VPI-Xgen)	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Inflationsrate kumuliert		1,5%	3,0%	4,6%	6,1%	7,7%	9,3%	11,0%	4,6%	6,1%	7,7%	4,6%	6,1%	7,7%
							1,5%	3,0%		1,5%	3,0%		1,5%	3,0%
I. effizienter Netzbetreiber														
Kosten	-100	-102	-103	-105	-106	-108	-109	-111	-113	-114	-116	-118	-120	-121
Erlösobergrenze gemäß BNetzA (ab 5. RP) BJ x jährl. Infl. (t-2)				102	103	105	106	108	109	111	113	114	116	118
Kosten einer Regulierungsperiode								-539			-343			-359
Erlöse einer Regulierungsperiode								523			333			348
Kostenunterdeckung einer Regulierungsperiode								-16			-10			-11
Kostenunterdeckung einer Regulierungsperiode in Prozent zu den genehmigten Kosten des Basisjahres								16%			9%			9%
II. ineffizienter Netzbetreiber ohne Möglichkeit zum Kostenabbau														
Kosten	-100	-102	-103	-105	-106	-108	-109	-111	-113	-114	-116	-118	-120	-121
Effizienzwert²¹	90%					90%			90%			90%		
Erlösobergrenze gemäß BNetzA (ab 5. RP) BJ x jährl. Infl. (t-2)				99	100	101	101	97	106	105	101	111	110	106
Kosten einer Regulierungsperiode								-539			-343			-359
Erlöse einer Regulierungsperiode								499			313			327
Kostenunterdeckung einer Regulierungsperiode								-40			-31			-32
Kostenunterdeckung einer Regulierungsperiode in Prozent zu den genehmigten Kosten des Basisjahres								40%			28%			28%
Davon Kostenunterdeckung aufgrund Ineffizienz								-24			-20			-21
Davon Kostenunterdeckung aufgrund fehlendem Inflationsausgleich								-16			-10			-11

²¹ Verteilfaktor in der 5. Regulierungsperiode über 5 Jahre

7. Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

Kosten für Aus- und Weiterbildung

Der VKU fordert, dass die Kosten für Aus- und Weiterbildung weiterhin nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Eine Umstellung würde zu einer weiteren Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen. Bedarfsorientierte Aus- und Weiterbildung ist ein zentrales Instrument zur Bewältigung des Fachkräftemangels.

Die Intensität der erforderlichen Aus- und Weiterbildung ist im Gegensatz zur Darstellung der Bundesnetzagentur bei den Netzbetreibern gerade nicht ähnlich, sondern schwankend und unternehmensindividuell abhängig u.a. vom konkreten Altersdurchschnitt und dem Bildungsstand der Mitarbeitenden.

Die bedarfsorientierte und zeitlich optimal an die konkrete Arbeitersituation angepasste Durchführung und Finanzierung der Aus- und Weiterbildung über das bisherige Regulierungsregime schaffen Anreize zur Wirtschaftlichkeit.

Auf der Grundlage der Personalentwicklungskonzeption plant beispielsweise ein Netzbetreiber im Zeitraum 2026-2030 die bedarfsorientierte Ausbildung. Die Ausbildungskosten steigen in dem konkreten Anwendungsfall auf Grundlage der Prognoserechnung von 2026 bis 2030 auf das Doppelte. Eine Finanzierung ist in diesem Beispiel bei der Umsetzung der Streichung nicht mehr sichergestellt und verschärft damit den Fachkräftemangel. Das von der Bundesnetzagentur geplante Vorgehen reizt sogar eine ineffiziente Verschiebung der später geplanten Ausbildung in das Jahr 2026 an. Vor diesem Hintergrund wird ersichtlich, dass die bisherige Vorgehensweise eine effizientere und sachgerechte Ausbildungsfinanzierung ermöglicht.

Darüber hinaus muss dem Argument von Abgrenzungsproblemen widersprochen werden. Es ist geübte Praxis, dass die Netzbetreiber die Aufwendungen für Aus- und Weiterbildungskosten in ihrem System getrennt erfassen und effizient nachweisen können. Deshalb muss konstatiert werden, dass die aufgezeigten Abgrenzungsprobleme weder zu erhöhtem Prüfungsaufwand in der Kostenprüfung noch bei der Bescheidung des Regulierungskontos führen.

Fremdkapitalzinsen und Rückstellungen im Basisjahr

Es sind zwei regulatorische Fallgruppen zu unterscheiden:

- A) die handelsrechtlichen Zinsaufwendungen und Zinserträge, die im Zusammenhang mit der Altersversorgung stehen und
- B) die Korrekturgröße der regulatorischen Verzinsung.

Zu A) handelsrechtliche Zinsaufwendungen und Zinserträge, die im Zusammenhang mit der Altersversorgung stehen.

Der VKU ist der Auffassung, dass der Verzinsung von Pensionsrückstellungen grundsätzlich eine gesonderte Bedeutung beizumessen ist. Ein pauschaler WACC hätte sowohl den Zinsaufwand aus der Diskontierung der Erfüllungsverpflichtungen als auch die Zinseffekte aus den Bewertungsunterschieden (Zinssatzänderungseffekt) abzudecken. Sofern dies nicht gelingt, entstünden den Netzbetreibern erhebliche Chancen und Risiken.

Der VKU möchte daher seinen Vorschlag bekräftigen, Netzbetreibern im Zuge der Umstellung auf ein WACC-Modell einmalig die Entscheidungsmöglichkeit zu geben, wie die handelsrechtlichen Zinseffekte regulatorisch geregelt werden. Eine Verpflichtung sämtlicher Netzbetreiber, die handelsrechtlichen Zinsaufwendungen und Zinserträge über KA_{nEu} zu regulieren, lehnt der VKU ab. Letztlich handelt es sich hierbei um eine vom jeweiligen Unternehmen zu tragende Risikoeinschätzung im Hinblick auf Diskontierungs- und Bewertungseffekt und sollte insofern auch jedem Netzbetreiber individuell überlassen sein. In der Gesamtperiode gleichen sich Chancen und Risiken ohnehin in beiden Varianten aus. Dieses Vorgehen steht zudem im Einklang mit der Idee des Budgetprinzips, wonach Netzbetreiber über einen bestimmten Zeitraum unternehmerisch über die Verwendung ihrer Mittel entscheiden können und sollen. Anstatt Komplexität sowie etwaige Folgefragen und Folgeprobleme auf sämtliche Netzbetreiber zu übertragen, würden so nur diejenigen Gesellschaften adressiert, die sich bewusst für eine Berücksichtigung der individuellen Pensionszinsen entscheiden. Hier darf bei Positiverklärung vorhandenes Fachverständnis vorausgesetzt werden.

Die Einführung eines pauschalen WACC sollte grundsätzlich wie international üblich (also ohne eine KA_{nEu} -Regelung für die HGB-Zinsaufwendungen und HGB-Zinserträge) erfolgen. Eine Ausnahme sollte lediglich bei denjenigen Netzbetreibern gemacht werden, welche unter Inkaufnahme der damit einhergehenden Prüfroutinen einmalig und dann dauerhaft für eine individuelle Abbildung ihrer Zinsergebniseffekte im Zusammenhang mit der Altersversorgung in den KA_{nEu} votieren. Für alle übrigen Netzbetreiber verbleibt es beim international üblichen, pauschalen WACC-Ansatz.

Zu B) Korrekturgröße der regulatorischen Verzinsung

Die Berücksichtigung von Rückstellungen für die Altersversorgung in der regulatorischen Verzinsungsbasis des Basisjahrs nicht mit dem pauschalen Fremdkapitalzinssatz des WACC, sondern mit dem Diskontierungszinssatz der Altersversorgung lehnt der VKU für alle Netzbetreiber ab. Vorliegender Festlegungsentwurf lässt auch eine entsprechende Begründung vermissen.

Die Einführung dieser Korrekturgröße würde einen einfachen, transparenten und eindeutigen WACC sofort wieder zur komplizierten Netzbetreibereinzellösung werden lassen: ein erneuter Sonderweg, welcher die angestrebte Transparenzsteigerung sogleich wieder zunichtemacht.

Faktisch würde es dann keinen einheitlichen WACC für alle Netzbetreiber geben. Da jeder Netzbetreiber unterschiedlich hohe Rückstellungen für Altersversorgung ausweist und

diese über die Zeit auch noch variabel sind, gäbe es je Regulierungsperiode und je Netzbetreiber unterschiedlichste WACC. Wie soll man das dem Kapitalmarkt und den Banken erklären? Dieser Ansatz wirkt dem NEST-Ziel einer Vereinfachung der Anreizregulierung und einer internationalen Vergleichbarkeit der WACC-Zinssätze entgegen.

Der VKU spricht sich mit Nachdruck gegen die KA_{nEu} -Korrekturgröße der pauschalen WACC-Verzinsung aus. Sie ist nicht konsistent zu einem WACC-Ansatz und konterkariert die mit der Einführung eines pauschalen WACC verbundenen Ziele vor allem bzgl. Transparenz und Verfahrensvereinfachung.

Die Fortführung der Zuführungen oder Auflösungen von Erfüllungsverpflichtungen (bisher dnbK) als KA_{nEu} wird begrüßt.

Die zukünftige Berücksichtigung handelsrechtlicher Zinsaufwendungen und Zinserträge im Zusammenhang mit der Altersversorgung als KA_{nEu} steht im Widerspruch zu einem systematisch einfachen pauschalen WACC-Ansatz. Hier setzt sich der VKU dafür ein, dass nur diejenigen Netzbetreiber dauerhaft einer KA_{nEu} -Regulatorik unterliegen sollten, die hierzu optieren. Bei allen anderen Netzbetreibern sollten die Zinsaufwendungen und -erträge bei der Bestimmung der kalkulatorischen Netzkosten dauerhaft unberücksichtigt bleiben.

Kosten aus der Methanemissionschutzverordnung

Die BNetzA lässt es offen, ob die Kosten aus der Umsetzung der Methanemissionsverordnung als KA_{nEu} anerkannt werden (Rn. 768). Deshalb betont der VKU noch einmal unter Verweis auf seine Stellungnahme vom 05.03.2025, dass die Anerkennung der Kosten aus der Methanemissionsverordnung als KA_{nEu} unbedingt erforderlich ist. Die Kosten, die sich in diesem Zusammenhang u.a. auf Grund vermehrter Prüfroutinen und ggf. erhöhter Instandhaltungsaufwendungen ergeben, werden im Fotojahr 2025 noch nicht in der Weise abgebildet sein, die sich mittelfristig einstellen wird.

Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau im Gasnetzbereich

Die Vorgaben zur Klimaneutralität in Europa und in Deutschland werden dazu führen, dass der Umfang der langfristig über 2045 hinaus benötigten Gasnetze in Deutschland erheblich zurückgehen wird.

Der VKU begrüßt daher die Erwägung der BNetzA, die Rückstellungen für Stilllegungen und für unvermeidbaren Rückbau von Gasnetzen als Regelbeispiel KA_{nEu} auszuweisen. Eine zeitnahe methodische Einzelfestlegung, die diese Rückstellungen als KA_{nEu} festlegt, ist hier geboten, um Planungs- und Rechtssicherheit sicherzustellen. Zudem sollten langfristig entstehende Kosten für Stilllegungen und Rückbau von Gasnetzen ebenfalls in der Einzelfestlegung als KA_{nEu} eingeordnet werden. Das ist notwendig, da Rückstellungen aufgrund unvorhersehbarer Rahmenbedingungen möglicherweise nicht ausreichen könnten, um die tatsächlich entstehenden Kosten abzudecken.

Abschaffung Entgelte an dezentrale Erzeugung als KA_{nEU}

Die BK 8 der BNetzA hat am 23.04.2025 ein Verfahren zur „Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028“ (GBK-25-02-1#1) eingeleitet. In diesem Verfahren sollen die Entgelte für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) ab 2026 stufenweise und ab 2029 vollständig nicht mehr an Anlagenbetreiber ausbezahlt werden. Dieses Festlegungsverfahren ist noch nicht abgeschlossen. In dem Festlegungsverfahren Ramen Strom beabsichtigt die BNetzA, die Entgelte für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) aus den Kostenanteilen herauszunehmen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEU}). Damit wird der Diskussions- und Konsultationsprozess zum Verfahren GBK-25-02-1#1 im Ergebnis vorweggenommen. Das ist nicht nachvollziehbar und nicht hinnehmbar. Ein ergebnisoffener Prozess sieht anders aus.

8. Volatile Kosten

Ein wesentlicher Aspekt, der im Rahmen der Ausführungen der Bundesnetzagentur bisher weder berücksichtigt noch begründet worden ist, ist die Negierung von Energiebeschaffungskosten zur Deckung von Netzverlusten im Fall von grüngestellter Energie im Rahmen der volatilen Kosten.

Die Notwendigkeit zur Grünstellung dieser Beschaffung ergibt sich aus verschiedenen Verordnungen und Gesetzen. Hierzu gehören das EU-Klimagesetz (VO (EU) 2021/1119), das Klimaschutzgesetz, die EU-Taxonomieverordnung (VO (EU) 2020/852) sowie der CSRD (Richtlinie (EU) 2022/2464). In der Erfüllung der sich hieraus ergebenden Verpflichtungen (Reduktionsmaßnahme in der Treibhausgasbilanzierung) resultieren zusätzliche Kosten.

Insbesondere weist der VKU auf die Vorgaben von Artikel 18 Absatz 1 und Absatz 2 der StrombinnenmarktVO hin, welche sich die BNetzA selbst zum Maßstab setzt. So heißt es auf Seite 150 des Festlegungsentwurfs zu RAMEN: *Schließlich ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben, dass die Entgelte keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürfen. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um Beiträge zur Verwirklichung der in den integrierten Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele handelt.*

Es ist erklärtes Ziel dieser Verordnung, mittels Marktsignalen zur Zielerreichung eines höheren Anteils an erneuerbaren Energien beizutragen. Die unbegründete Vorgehensweise der BNetzA, Grünstrombeschaffung nicht im volatilen Element abzubilden, steht diesem Ziel entgegen.

Der VKU weist zur Begründung vorstehender Aussage insbesondere auf die sich verändernde Bankenregulierung hin. Das auf den ersten Blick nachvollziehbare Argument der BNetzA, die Grünstellung erfolge „automatisch“, sofern die Netzbetreiber ihre Netze an die gesetzlichen Zielvorgaben anpassen und somit die Energiewende mit umsetzen, kann beim genaueren Hinsehen zum Boomerang der Energiewende werden und eine negative Spirale der Energiewende-Verlangsamung in Gang setzen.

Die Leitlinien zum Management der Umwelt-, Sozial- und Governance-Risiken der European Banking Authority gelten für größere Banken bereits ab dem 11.01.2026 und für kleinere Banken ab dem 11.01.2027. Im Kern zeichnet sich ab, dass diejenigen Unternehmen im Wettbewerb um Fremdkapital bessere Chancen auf neues Fremdkapital und günstige Fremdkapitalkosten haben werden, welche die in den Leitlinien abgebildeten und von den Banken zu prüfenden Kriterien besser erfüllen als andere. Konkret heißt es unter Randnummer 46 b): „Anpassung der finanziellen Konditionen (z. B. vertraglich vereinbarter Garantien und Korrekturmaßnahmen), Bedingungen (z. B. Laufzeit) und/oder Preisgestaltung auf Grundlage für das ESG-Risiko relevanter Kriterien sowie der Risikostrategie und der für das interne Kapital geltenden Grundsätze des Instituts.“

Eine Netzregulierung, welche die Grünstellung von Netzverlustenergien als volatiles Element nicht ermöglicht, benachteiligt Netzbetreiber im Wettbewerb am Kapitalmarkt.

Redispatch-Kosten

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch im Effizienzvergleich wurden die Argumente zwischen BNetzA, BMWEL und der Branche bereits umfangreich ausgetauscht. Im Ergebnis hat der Verordnungsgeber 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 (**RN 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 war das aktuell geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur, unter Verweis auf ihr Recht, von Verordnungen abweichen zu können, und dies in diesem Fall auch zu nutzen (**RN 933**), für die betroffenen Netzbetreiber gerade nicht absehbar.

Ebenso geht die Auffassung der BNetzA, dass die Ausführungen der BR-Drs. 405/21 (**RN 912**) eine Nichtberücksichtigung von Redispatchaufwendungen nur zulassen, wenn alle Aufwendungen durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind, fehl. In diesem Fall 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 die entsprechenden Sachverhalte hier eindeutig exogener Natur sind, bestätigt die BNetzA in ihren Ausführungen.

Der überwiegende Teil der von der BNetzA aufgeführten Argumente zur Beeinflussbarkeit und Optimierung der Aufwendungen für den Redispatch sowie der dauerhafte Hinweis auf Netzbetreiber, die ihre Netze entsprechend vorausschauend ausgebaut haben und damit keine Engpässe aufweisen, greifen deutlich zu kurz. Auf die in den einzelnen Punkten dargestellten, insbesondere die Exogenität zurückweisenden Ausführungen soll im Folgenden

eingegangen werden. Insbesondere sieht die BNetzA die fehlende Exogenität aufgrund von verschiedenen Maßnahmen, die Anschluss- und damit Engpasssituationen begegnen können, bestätigt. Hierzu gehören vor allem:

- › flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8 EEG
- › Kooperationen
- › angemessener Netzausbau
- › Engpassmanagementkosten aus Dritteinflüssen – Effizianzanreize zu diesen Dritten

Flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8 EnWG

Die Feststellung der BNetzA, dass flexible Anschlussvereinbarungen den Aufwand für Redispatch reduzieren können, ist korrekt. Allerdings kann dieses Hilfsmittel erst seit Februar genutzt werden und ist damit nur für neu zugehende Anlagen relevant. Für bereits am Netz befindliche Anlagen, die ebenfalls zu Engpässen beitragen, hilft dieses Mittel nicht.

Kooperationen

Auch Kooperationen können in einzelnen Situationen zur Reduzierung von Redispatch beitragen. Neben der Abstimmung von Netzausbaumaßnahmen können sich hier ebenfalls durch die Abstimmung von Anschlusspunkten Optimierungen ergeben. Dieses Mittel wird bereits zwischen Netzbetreibern genutzt, hat aber in Bezug auf den Bestand der Anlagen keine steuernde Wirkung mehr. Darüber hinaus ist festzustellen, dass insbesondere die Netzbetreiber, bei denen die Redispatchmaßnahmen (vorwiegend in der Hochspannungsebene) zu verzeichnen sind, zum einen eine EKZ in der Hochspannungsebene aufweisen, die deutlich über 2 liegt, und zum anderen teilweise Netzverknüpfungen auf der 110-kV-Ebene untereinander aufweisen. Insofern sind die Möglichkeiten der Kooperation in Bezug auf den Anschluss von Erzeugungsanlagen eingeschränkt und eben kein Mittel, welches zur Beeinflussung von Redispatch herangezogen werden kann.

Angemessener Netzausbau

Wenn die Bundesnetzagentur in ihrer weiteren Argumentation auch Vergleiche zu Übertragungsnetzbetreibern zieht, ist dieser Vergleich auch im Zusammenhang mit dem angemessenen Netzausbau statthaft. Ein angemessener Netzausbau bedeutet aus Sicht des VKU, dass ein Netzbetreiber entsprechend der zum jeweiligen Planungshorizont verfügbaren Informationen seine kurz-, mittel- und langfristige Netzplanung vornimmt. Für die Hochspannungsebene sind kurzfristige und mittelfristige Planungen aufgrund der sich ergebenden umfangreichen Genehmigungsverfahren für einen zeitgerechten Netzausbau nicht anwendbar.

Das bedeutet bei Netzausbauzeitansätzen von 7-10 Jahren, dass die Planungen der Hochspannungsnetze für das Jahr 2025/2026 auf Basis der Daten der Jahre 2016-2018 erfolgen mussten. Für die Prognose der Entwicklung der EE-Erzeugung standen zu diesem Zeitpunkt unter anderem Szenarien aus den Verfahren zum NEP zur Verfügung. Werden diese Werte herangezogen, wurde für das Zieljahr 2030 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land zwischen 137,9 GW (2017) und 185,7 GW (2019) sowie für die Jahre 2035 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land von 149,8 GW (2017) und 199,7 GW (2019) entsprechend

den jeweiligen Bescheiden der Bundesnetzagentur im Szenario B erwartet. Laut genehmigtem Szenariorahmen für den NEP 2025 waren 2024 EE-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 177,9 GW an Land an die Verteil- und Übertragungsnetze angeschlossen. Dies bedeutet, dass die Entwicklung der an Land installierten EE-Erzeugungsleistung im Jahr 2024 gegenüber den Szenariorahmen des NEP um mindestens 6 Jahre voraus ist.

Den Netzbetreibern, die diese Entwicklung mit in der Vergangenheit getätigten umfangreichen Investitionen ermöglicht haben, vorzuhalten, dass der Netzausbau nicht angemessen erfolgt, ist im Rückblick zwar möglich. Jedoch bestätigen die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien genau den bisher erfolgten Netzausbau. Ständige Änderungen politischer Vorgaben, unter anderem die Beschleunigungsmaßnahme der letzten Bundesregierung zum EE-Ausbau und die damit einhergehende bewusste politische Entscheidung der Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau, jetzt gegen die betroffenen Netzbetreiber zu verwenden und damit exogene Einflüsse zu verneinen, ist nicht nachvollziehbar. Netzbetreiber mit EE-getriebener Struktur standen in den letzten 10-15 Jahren vor der Herausforderung, Lastnetze zu EE-Netzen in einer vielfachen Dimensionierung umzubauen.

Engpassmanagementkosten aus Dritteinflüssen – Effizianzanreize zu diesen Dritten.

Netzausbau, insbesondere auch in der von Redispatchmaßnahmen betroffenen Hochspannung, ist darüber hinaus zur Sicherstellung der Versorgung nur in enger Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetz, aber auch den benachbarten 110-kV-Netzbetreibern abzustimmen. Diese Koordination führt für den einzelnen Netzbetreiber zu exogenen, nur bedingt beeinflussbaren zeitlichen Abläufen. Weitere Einflüsse Dritter, bei denen Effizienzvorgaben Anreize setzen sollen, sind die politischen Entscheidungen. Beschleunigungs- aber ggf. auch Entschleunigungsmaßnahmen sind hier vom Netzbetreiber nicht oder nur gering zu beeinflussen. Die politisch gewünschte Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau wurde von Seiten der Netzbetreiber stark kritisiert, hatte jedoch keinen Erfolg. Auch die Ausweisung von Eignungsgebieten auf Grund der Flächenkulisse kann von Seiten des Netzbetreibers nicht wesentlich beeinflusst werden. Insofern sind die wesentlichen Dritteinflüsse eben nicht von Netzbetreibern zu beeinflussen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Feststellungen zur überwiegenden Beeinflussbarkeit der Redispatchaufwendungen durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber kurz- und mittelfristig nicht der Realität entsprechen. Einzig Redispatchmaßnahmen auf Grundlage der Nutzung des Planungsmittels der Spitzenkappung sind vollständig durch den Netzbetreiber zu beeinflussen. Für alle anderen exogenen Faktoren trifft dies sicher nicht annähernd in dem von der Bundesnetzagentur vorgetragenen Umfang zu.

Abschließend

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Ausführungen sieht es der VKU wie schon in der Stellungnahme im Rahmen der 1. Konsultationsphase als zwingend an, die Anforderungen, die sich aus den Regelungen der ARegV ergeben, im Vorfeld zur Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich zu erfüllen.

Ebenso sieht es der VKU als zwingend an, zu prüfen, inwieweit der Einbezug oder Nicht-einbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt.

„(...) 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 Einflussosphäre 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“. Eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung war somit vom Verordnungsgeber bereits frühzeitig angelegt worden und daher nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt worden.

Aufgrund der vorangehend dargestellten Diskussionspunkte sowie 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 prüfen und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen.

Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten, die sich bei den Aufwendungen für Redispatch ergeben, beabsichtigt die BNetzA, eine Vergleichmäßigung vorzunehmen. Wie diese ausgestaltet werden soll, bleibt einer separaten Festlegung vorbehalten. Im Expertenaustausch am 14.07.2025 hat die BNetzA angekündigt, dass bei der Vergleichmäßigung auf die Volatilität der Preise abgezielt wird. Aus Sicht des VKU können mit einer Vergleichmäßigung der Preise für den Redispatch die nicht durch den Netzbetreiber zu beeinflussenden Verzögerungen nicht ausgeglichen werden. Neben der Volatilität der Preise spielen insbesondere die Erzeugungsstruktur und das Wetter eine wesentliche Rolle für den Umfang des Redispatch und möglicher jährlicher Schwankungen. Grundsätzlich besteht bei der geplanten Vorgehensweise der Bundesnetzagentur sogar die Gefahr, dass Kosten zugeordnet werden, die zum Beispiel durch gestiegene CAPEX (Netzausbau zur Beseitigung des Engpasses ist erfolgt) berücksichtigt sind. Die Problematik der doppelten Kosten im Rahmen des Ausgangsniveaus tritt im Zusammenhang mit Redispatch in jedem Fall auf, da insbesondere die Behebung von Engpässen durch Netzausbau im Basisjahr aus der Logik der Ermittlung der Kapitalkosten hier das Potential zur doppelten Berücksichtigung bietet.

Eine Einbeziehung der Aufwendungen für den Redispatch ist ohne Berücksichtigung der durch die Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Kostenanteile nicht sachgerecht und wird den Netzbetreibern, die von den umfangreichen Herausforderungen der Integration von volatilen Erzeugungsanlagen betroffen sind, nicht gerecht.

9. Kapitalkostenabzug

Die BNetzA beschreibt in der Tenorziffer 9 für den Gasbereich, wie die Berücksichtigung der kalkulatorischen Buchverluste aus Anlagenabgängen erfolgen soll. Ab der 5. Regulierungsperiode sollen diese im Rahmen der jährlichen Anzeige des Kapitalkostenabzugs angesetzt werden.

Allerdings muss im Gasbereich, entgegen der Darstellung der BNetzA, eine Übergangslösung für Anlagenabgänge der Jahre 2021 bis 2027 erfolgen, ansonsten würden hieraus entstehende kalkulatorische Buchverluste an keiner Stelle berücksichtigt. Tatsächlich ist diese "Lücke" unabhängig davon, ob der Kapitalkostenabzug ab der 5. Regulierungsperiode jährlich erfolgt.

Das Schließen der Lücke könnte beispielsweise in der vierten Regulierungsperiode übergangsweise für die betroffenen Jahre bei der Anzeige des Regulierungskontos erfolgen. Eine Übergangslösung könnte auch derart erfolgen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus für die 5. Regulierungsperiode sind und nicht in der EOG für die fünfte Regulierungsperiode durch $OPEX_0$ unter dortigem Einbezug des BVG_0 -Elements eliminiert werden. Ein ähnliches Zusetzelement in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 übergangsweise eingeführt werden.

Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen ist auch im Gasbereich eine Übergangslösung für Anlagenabgänge 2021- 2027 zu implementieren, ab 2028 im Rahmen des Kapitalkostenabzuges im Gas ist der kalkulatorische Restwert zum 01.01. des Abgangsjahres heranzuziehen. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse sind mindernd zu berücksichtigen.

10. Effizienzvergleich

Grundsätzlich befürwortet der VKU die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beim Strom mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung, bewertet die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich hingegen mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung Dekarbonisierung weiterhin sehr kritisch.

Ebenfalls teilen wir die Auffassung, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt wird.

Die Ausführungen der Stellungnahme des VKU vom 14. März zur „Tenorierung RAMEN“ haben weiterhin Bestand. Auch mit Blick auf die im Rahmen des Expertenaustausches zur Methodenfestlegung des Effizienzvergleichs am 14. Juli 2025 adressierten erheblich negativen Auswirkungen der geplanten Anpassungen auf den Effizienzvergleich gilt es jedoch, einzelne Punkte gesondert hervorzuheben.

Die Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind weiterhin gesetzliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und keinen Effizienzvorgaben unterworfen werden.

Die Vorgaben ergeben sich aus dem unmittelbar geltenden Art. 18 der Verordnung EU 2019/943 des Europäischen Parlaments vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (nachfolgend: StrommarktVO). Danach müssen die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines *effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers* entsprechen (Erreichbarkeit), wobei durch die regulierungsbehördlichen Tarifmethoden *langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz* gesetzt werden müssen (Übertreffbarkeit).

Dabei ist der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit keine durch Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG zu bestimmende Größe. Vielmehr ist mit der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben der Grad an Zumutbarkeit adressiert, dessen Überschreitung als Gefährdung der Netzsicherheit (Art. 18 StrommarktVO) bzw. Lebensfähigkeit der Netze (§ 1 EnWG) gewertet und daher zwingend vermieden werden muss.

Vor diesem Hintergrund sollte dieser wesentliche Maßstab in Tenorziffer 10 und damit auf der Ebene der Rahmenfestlegung aufgegriffen und klargestellt werden, dass die Ausgestaltung der Methodik zur Ermittlung der Effizienzvorgaben, einschließlich einer Bestabrechnung der Effizienzwerte und der Verteilung der Ineffizienzen, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten muss.

Da der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sowohl bei der Ausgestaltung der Methoden als auch im konkreten Einzelfall zwingend zu beachten ist, sollte die Möglichkeit der netzbetreiberindividuellen Darlegung einer fehlenden Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (in Anlehnung an § 16 Abs. 2 ARegV) in Tenorziffer 10 aufgenommen und das Verhältnis zur Härtefallregelung in Tenorziffer 13 klargestellt werden.

Hinsichtlich der Methodenausgestaltung lässt sich aus Art. 18 StrommarktVO ableiten, dass die „Tarifmethoden“ bereits in generell abstrakter Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der hieraus hervorgehenden Effizienzvorgaben für die betroffenen Netzbetreiber sicherstellen müssen. Nicht mit diesen Vorgaben vereinbar wären etwa regulierungsbehördliche Methoden, aus welchen Effizienzvorgaben resultieren, die bereits denklogisch zu Fällen fehlender Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit führen können.

Wie zuvor dargestellt, folgt aus Art. 18 StrommarktVO die Verpflichtung der Regulierungsbehörde, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dazu ist es erforderlich, dass in einem relativen Effizienzvergleich effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber den Effizienzwert von 100 % in der jeweiligen Berechnungsart erhalten. Bei der Vergabe geringerer Effizienzwerte für effiziente Netzbetreiber käme es zur Bildung eines

Effizienzmaßstabs mit einem fiktiven Unternehmen, welches niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweisen würde. Die Erreichbarkeit (und Übertreffbarkeit) der Effizienzvorgaben wäre damit bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht gewährleistet. Dies wäre ein klarer Verstoß gegen die europarechtlichen Vorgaben.

Die hierzu relevante Passage in der ARegV (Anlage 3) lautet: “Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.“ Diese Passage sollte auch in die RAMEN-Festlegung übernommen werden.

Die im Entwurf der Methodenfestlegung nicht deutlich formulierten, aber im Expertenaustausch genannten Beweggründe der BNetzA, die SFA-Skalierung künftig entfallen zu lassen, treffen in der Branche, besonders vor dem Hintergrund des BGH-Urteils vom 26.9.2023 (EnVR 43/22), auf Unverständnis und sind gleichwohl besorgniserregend. Der VKU ist klar der Ansicht, dass es – wie der BGH in seinem Urteil zum 3. Effizienzvergleich Gas ausgeführt hat – in jeder eingesetzten Methode gegeben sein muss, dass das effizienteste Unternehmen einen Effizienzwert von 100 Prozent erreicht. Ist dies aus Gründen, die der verwendeten statistischen Methode immanent sind, nicht möglich, muss in der regulatorischen Methode zwingend eine Skalierung auf 100 % vorgenommen werden, um dem Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gerecht zu werden.

Der Verweis auf das Außerkrafttreten der ARegV und damit eine mögliche fehlende Bindung der BNetzA an das BGH-Urteil ist für den VKU nicht nachvollziehbar. Soweit die SFA methodenimmanent nicht zu Effizienzwerten i.H.v. 100 % führen kann, ist dieser Umstand somit von der BNetzA nicht als gegeben hinzunehmen (so auch BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rz. 70), sondern im Lichte der Anforderung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu bewerten. Folgerichtig ist der BGH-Entscheidung auch kein obiter dictum zu entnehmen, demzufolge der BNetzA bei Fehlen der bisherigen Vorgabe in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV freistünde, von einer Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte abzusehen. Im Gegenteil betont der BGH, dass eine „Nachjustierung“ der SFA-Ergebnisse auch im Sinne der Gleichwertigkeit der beiden Methoden DEA und SFA geboten sei (vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rz. 70).

Kann methodenbedingt von den die Effizienzgrenze setzenden Netzbetreibern kein Effizienzwert von 100% erreicht werden, spricht das gegen die Logik der Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben und untergräbt zudem Vertrauen in die Fairness und Angemessenheit der Effizienzvergleiche. und verstößt gegen die gesetzlichen Vorgaben des § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG. Die SFA-Skalierung stellt ein wichtiges Kriterium für die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben dar. Besorgniserregend ist daher, wenn Anpassungen der BNetzA in direktem Konflikt mit der Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben stehen.

Aus der zwingenden Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt weiterhin, dass effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % nicht nur in einem Zwischenschritt eines Effizienzvergleichs, sondern ergebniswirksam, d.h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden, in der erlösrelevanten Effizienzvorgabe erhalten. Dies muss die Methodik, in welcher die erlösrelevanten Effizienzvorgaben ermittelt werden, generell-abstrakt gewährleisten. Das heißt, auch ohne die Berücksichtigung konkreter Datengrundlagen müssen zumindest ein oder mehrere Unternehmen nach der gewählten Methode 100 % Effizienzwerte zugewiesen erhalten. Andernfalls ist der Methode ein Verstoß gegen das in Art. 18 StrommarktVO enthaltene Prinzip der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu attestieren.

Vorliegend weisen die Methoden der DEA und der SFA jeweils in einem Umfang methodische Stärken und Schwächen auf, so dass die Bestimmung von Effizienzvorgaben nur nach einer der genannten statistischen Methoden nicht dem Stand der Wissenschaft (vgl. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG) entsprechen würde. Zudem ist die komplementäre Verwendung beider Methoden der zwingenden Maßgabe der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 1 S. 7 EnWG geschuldet.

Weiterhin ist eine Durchführung der Effizienzvergleiche mit den Methoden der SFA und der DEA nicht nur auf Basis der geprüften TOTEX, sondern auch auf Basis vergleichbar gerechneten TOTEX (mit standardisierten Kapitalkosten) im Sinne des Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO unerlässlich. Denn ohne die Durchführung von Effizienzvergleichen auf standardisiert gerechneten TOTEX kann eine strukturelle Vergleichbarkeit der zu betrachtenden Netzbetreiber aufgrund des unterschiedlichen Alters des Anlagevermögens und der unterschiedlichen Abschreibungsmethoden nicht gewährleistet werden.

Folgerichtig muss es vorliegend zu einer parallelen Anwendung von vier gleichwertigen Effizienzvergleichsmethoden kommen, aus welchen wiederum vier gleichwertige – indes einzeln den Anforderungen der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit und des § 21a Abs. 1 Satz 7, Abs. 2 S. 1. EnWG entsprechende – Effizienzwerte resultieren.

Vor diesem Hintergrund kann nach Ansicht des VKU ausschließlich eine Best-of-four-Abrechnung, wie sie bisher in § 12 Abs. 3, 4a ARegV vorgesehen ist, dem Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben genügen. Hingegen ist bei der von der BNetzA nunmehr avisierten Durchschnittsbildung („Best-of-Methoden und Mean-of-Kosten“) methodisch die Möglichkeit eröffnet, dass aus dem Effizienzvergleich kein 100 % effizientes Unternehmen hervorgehen könnte. Sowohl die europarechtlichen als auch die daraus abgeleiteten nationalen Vorgaben fordern die strukturelle Vergleichbarkeit der Unternehmen. Damit wäre es nicht vereinbar, wenn diese strukturelle Vergleichbarkeit nur zum Teil – nämlich hälftig über eine Mittelwertbildung – hergestellt würde.

Schließlich hat die BNetzA auch mit Blick auf die Verteilung der Ineffizienzen und die Vorgabe des Abbaupfads zwingend die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu gewährleisten. Hierbei muss die BNetzA sicherstellen, dass *langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz* (Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO) gesetzt werden. Die hierbei zu treffende Einschätzung muss dem Stand der Wissenschaft genügen (§ 21a Abs. 2 S. 1 EnWG). Eine

Verkürzung des Abbaupfads muss daher in wissenschaftlich belastbarer Weise begründet sein. Dabei muss in den Blick genommen werden, welche Anhaltspunkte unter den im Anwendungszeitraum zu erwartenden Rahmenbedingungen für Verteilernetze bestehen, dass bei der gewählten Länge des Abbaupfads die Effizienzvorgaben für die betroffenen Unternehmen auch tatsächlich erreichbar und übertreffbar sein können. Da es sich um Kosten eines Unternehmens handelt, muss dieses auch rein faktisch in der Lage sein, in der vorgegebenen Zeitdauer seine Kosten durch entsprechende Effizienzmaßnahmen zu reduzieren.

Wie auch der Ordnungsgeber bei der ARegV-Novelle im Jahr 2016 angenommen hat, trifft den Normsetzenden eine Darlegungslast dafür, dass bei einer Verkürzung des Abbaupfades die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleistet bleiben (Verordnungsentwurf der Bundesregierung v. 8.7.2016 zur Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (BR-Drucks. 296/16) (Beschluss), 8 [S. 5]). Wie bereits u.a. in der Stellungnahme zu den Entwürfen der Tenorierungen aufgezeigt, lässt sich aus Sicht des VKU eine Verkürzung des Abbaupfades der Ineffizienzen von 5 auf 3 Jahre gemessen an diesen Maßstäben nicht belastbar begründen.

Bei den vorgeschlagenen Veränderungen schwingt insgesamt implizit der Grundgedanke mit, bei den VNB seien weiterhin Ineffizienzen in relevanter Größenordnung vorhanden, die es zu heben gilt. Diese Ansicht muss aus Sicht der Netzbetreiber nach bereits vier abgeschlossenen Regulierungsperioden mit erheblichen Effizienzanstrengungen zurückgewiesen werden. Bereits aus den theoretischen Betrachtungen ergibt sich, dass bereits ein Großteil der Unternehmen ein effizientes Niveau erreicht haben muss. Die BNetzA teilt diese Ansicht offenbar (siehe Randziffer 307, Methodenfestlegung Strom): *“Denn durch die nunmehr bereits mehrmals wiederholte Durchführung des Effizienzvergleichs über die vergangenen Regulierungsperioden haben die Netzbetreiber regelmäßig bereits ein sehr hohes Maß an Effizienz erlangt.”*

Bei gleich mehreren Netzbetreibern, die über die neuen Schwellenwerte des Vereinfachten Verfahrens in das Regelverfahren rutschen, ist zu erwarten, dass die Mindesteffizienz von derzeit 60% greift. In Kombination mit einem 3-jährigen Abbaupfad ist vollkommen unklar, wie die Effizienzvorgaben in dem Zeitraum erreicht werden sollen. Bereits bei einem Effizienzwert von 80% stellt sich die Frage, wie als ineffizient eingestufte Kosten über einen dreijährigen Abbaupfad unter der Perspektive der unternehmerischen Realitäten abgebaut werden können. Die Mindesteffizienz muss im Falle der Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode bzw. der Verkürzung des Abbaupfades entsprechend um den gleichen Anteil angepasst werden.

Der VKU fordert, mit Blick auf die klaren europarechtlichen Vorgaben, die Grundsätze der Best-of-four Abrechnung in der RAMEN-Festlegung zu verankern.

Eine systemkonforme Mindesteffizienz sollte ebenfalls als Sicherungsmechanismus bereits in der RAMEN-Festlegung verankert sein.

Effizienzvergleich Gas

Die aktuellen Analysen zum Einfluss neuer Marktteilnehmer im Regelverfahren Strom zeigen, dass die geplanten Anpassungen der Regelungen für das Vereinfachte Verfahren potenziell weitreichende Auswirkungen haben können.

Die seitens der Branche vorgelegten Untersuchungen beziehen sich jedoch ausschließlich auf Stromverteilernetzbetreiber. Eine vergleichbare Analyse für Gasverteilernetzbetreiber konnte nicht erfolgen, da hierfür erforderliche Daten – insbesondere solche mit Relevanz für die Effizienzwertberechnung, wie Rohrvolumen oder Ausspeisepunkte > 5 bar – nicht öffentlich verfügbar sind.

Vor dem Hintergrund, dass die gewichtete Durchschnittseffizienz im Gasbereich in der vierten Regulierungsperiode mit 92,55 % bereits deutlich unter dem Wert des Strombereichs (97,01 %) liegt, ist eine fundierte Bewertung der möglichen Effekte durch neue Teilnehmer im Gasbereich aus Sicht der Branche zwingend erforderlich.

Sollten der Bundesnetzagentur die für eine solche Analyse notwendigen Daten nicht vorliegen, wird angeregt, diese gezielt bei den betroffenen Unternehmen einzufordern.

Vor einer finalen Entscheidung über Änderungen im Regelungsrahmen, die potenziell erhebliche Auswirkungen auf den Effizienzvergleich und die betroffenen Unternehmen haben, sieht die Branche eine klare Verpflichtung der Bundesnetzagentur, die zu erwartenden Effekte umfassend und datenbasiert zu bewerten.

11. Kapitalkostenaufschlag

Im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages Strom führt die BNetzA aus, dass eine Berücksichtigung eines möglichen Effektes auf das Umlaufvermögen nicht berücksichtigt werden muss, da dieses im Rahmen des Kapitalkostenabzuges in der Höhe des Ausgangsniveaus festgeschrieben wird. Dieses Vorgehen ist aus Sicht des VKU nur in dem Fall sachgerecht, sofern die Verteilernetze sich in einem eingeschwungenen Zustand befinden. Der sich aus den Anforderungen der Energiewende ergebende massive Netzausbaubedarf überschreitet aber deutlich die zum reinen Substanzerhalt notwendigen Investitionen und darüber hinaus auch die sich aus der Innenfinanzierung (Abschreibungen) ergebenden Rückflüsse. Der sich hieraus ergebende Rückfluss im Rahmen der Erlöobergrenze bedingt das systematische Ansteigen des Forderungsbestandes aus noch nicht erfolgter Abrechnung von Netznutzung. Für den Kapitalkostenaufschlag muss im Rahmen der Erlöobergrenze auch Umlaufvermögen Berücksichtigung finden.

16. Vereinfachtes Verfahren

Allgemein

In den Festlegungsentwürfen von RAMEN Strom und RAMEN Gas beabsichtigt die BNetzA, grundlegende Änderungen mit Auswirkungen auf die gesamte Netzbetreiberlandschaft vorzunehmen. Zum einen soll das Kriterium für die verpflichtende Teilnahme am regulären

Verfahren geändert und zukünftig auf einen wirtschaftlichen Schwellenwert – das bereinigte Ausgangsniveau – abgestellt werden. Zum anderen soll die Gewichtung der Durchschnittseffizienz für das Vereinfachte Verfahren geändert werden und dabei soll die Gewichtung kleinerer Netzbetreiber im Effizienzvergleich gesteigert werden. Darüber hinaus soll es weiterhin keine Anerkennung von bestimmten Kostenpositionen für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren geben. Dies betrifft Kosten für Forschung und Entwicklung und eine jährliche Anerkennung von Betriebskosten. Durch den Einbezug aller Stromnetzbetreiber in die Qualitätsregulierung werden die Pflichten kleiner Netzbetreiber zur Datenbereitstellung umfangreich ausgeweitet.

Die Schwellenwerte gehen bei Netzbetreibern unabhängig vom Verfahren mit einer massiv gestiegenen Planungsunsicherheit einher. Auch die von der Branche im Expertenaustausch zur Methodenfestlegung des Effizienzvergleichs am 14. Juli 2025 adressierten negativen Auswirkungen auf den Effizienzvergleich sowie auf die Entwicklung der Durchschnittseffizienz – insbesondere im Zusammenhang mit den kumulativen Effekten der NEST-Systematik – wurden von der BNetzA zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Festlegungsentwürfe noch nicht hinreichend quantifiziert und sind daher bislang nicht in die Entwürfe eingeflossen.

Alle Maßnahmen rund um das Vereinfachte Verfahren zielen offenbar darauf ab, dieses für potenzielle Teilnehmer unattraktiv zu machen. Diese Intention der BNetzA ist nicht nachvollziehbar, da das geplante Vorgehen vornehmlich zum steigenden bürokratischen Aufwand und zu zunehmenden Unsicherheiten des regulatorischen Rahmens führt.

Wirtschaftliche Kenngröße als Teilnahmevoraussetzung

Ein Wechsel hin zu einer wirtschaftlichen Kennziffer gefährdet massiv die Planungssicherheit für Netzbetreiber beider Verfahren. Zum einen würde es künftig eben nicht nur auf die Entwicklungen des einzelnen Netzbetreibers ankommen, sondern es würde dieser in Relation zu den Entwicklungen der Ausgangsniveaus anderen gestellt werden. Zum anderen geht selbst die BNetzA in ihren Begründungen bereits davon aus, dass die Ausgangsniveaus nicht alle rechtzeitig vorliegen werden (Randziffer 1105). Bei den Landesregulierungsbehörden bestehen zum Teil größere Bearbeitungsrückstände – ein Problem, welches sich mit der angedachten Verkürzung der Regulierungsperioden massiv verschärfen könnte. Teilweise sind für die 4. Regulierungsperiode die Bescheide für das Ausgangsniveau noch nicht erstellt. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode wird diesen Sachverhalt zusätzlich verschärfen und zu weiteren Verzögerungen und damit Unsicherheit führen.

Für Netzbetreiber sollte jedoch zeitnah und mit Vorlauf feststehen, in welches Verfahren sie fallen. Netzbetreiber um den Schwellenwert herum müssen vorsorglich Daten vorhalten sowie Systemanpassungen vornehmen. Dies stellt eine ungerechtfertigte Mehrbelastung für Unternehmen dar, für die es keine Kompensation geben wird. Die Anzahl der Anschlusskunden ist hierbei für alle besser planbar und es existieren nur wenige Netzbetreiber, welche sich um den Schwellenwert von derzeit 30.000 Kunden bewegen. Die Begriffe

des Haushaltskunden und des Letztverbrauchers sind rechtlich im § 3 EnWG definiert und sollten gegenüber einem finanziellen Schwellenwert bevorzugt werden.

Das bereinigte Ausgangsniveau ist als Kriterium für die Bestimmung der Schwellenwerte ungeeignet, da es bei der Bestimmung diesen an einem harmonisierten Vorgehen und einer Kontrolle mangelt. Das Ausgangsniveau ist von individuellen Beurteilungen abhängig, die zum Teil Gegenstand von Vereinbarungen sind. In der Vergangenheit haben die BNetzA und die einzelnen Landesregulierungsbehörden bestimmte Punkte bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unterschiedlich beurteilt.

Davon abgesehen befürchtet der VKU starke Verwerfungen in der praktischen Anwendung. Wie bereits zu Tenorziffer 2 ausgeführt, gibt es derzeit ca. 250 offene Bescheide im Bereich der Landesregulierungsbehörden. Betroffen davon sind mehr als „ein paar Dutzend“ unterschiedliche Netzbetreiber, die möglicherweise klein sein können oder auch relativ nah am Schwellenwert liegen. Für diese ist die Konsistenz der Bestimmungsgröße daher entscheidend. Durch eine Verkürzung der Periode sinkt auch der Abstand zwischen den Basisjahren, was bei einer Fortführung der o. g. Tendenz zu einer noch höheren Anzahl offener Bescheide und damit Unwägbarkeiten bei der Einordnung der neuen Bestimmungsgröße während der Ermittlung des Schwellenwertes führen wird.

Das Kriterium ist ungeeignet, da es auf in der Vergangenheit liegenden Werten und erneut über den regulatorischen Rückspiegel hergeleitet wird. Anhand eines Vergangenheitswertes lässt sich nicht die aktuelle Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers ableiten. Im Vergleich zum zuletzt bestimmten Ausgangsniveau können sich eine Vielzahl an Änderungen ergeben, die die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers stark beeinträchtigen (u. A. bei Netzabgaben, Netzübernahmen, einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe oder Kostensteigerungen aufgrund der Gasnetztransformation). Beim Kundenbegriff hingegen kann auch auf einen aktuelleren Wert zurückgegriffen werden.

Selbst wenn das Kriterium „Anzahl angeschlossener Kunden“ aus Sicht der BNetzA nicht geeignet sein sollte, existieren Alternativen, um den Kundenbegriff im Zuge der Festlegung mit einem bekannten Strukturparameter (z.B. Anzahl Messlokationen, Anschlusspunkte oder Letztverbraucher) zu belegen, für die bereits festgelegte Definitionen seitens der BNetzA existieren.

Sollte die BNetzA trotz allem an einer wirtschaftlichen Kenngröße festhalten, ist eine Übergangsregelung für die betroffenen Unternehmen essenziell, um eine Umstellung auf eine Teilnahme am Regelverfahren zu ermöglichen.

Datensatz ändert sich signifikant – mit drastischen Effekten für alle Netzbetreiber

Sollte die BNetzA an ihren bisherigen Überlegungen festhalten, hat dies nachhaltige Auswirkungen auf den Effizienzvergleich zur Folge und wird die Aufgabe zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber erschwerend beeinflussen.

Gemäß der Präsentation der BNetzA vom 14. März 2025 dürften sich die Datensätze für den Effizienzvergleich u.a. durch die Änderung der Schwellenwerte in Zukunft deutlich verändern. Insgesamt würde sich somit der Datensatz im Strom nach den vorläufigen Werten gemäß BNetzA um 30 Netzbetreiber und im Gas um 44 Netzbetreiber erhöhen.

Analysen von Polynomics im BMT-Projekt zeigen, dass eine isolierte Betrachtung der NEST-Effekte beim Effizienzvergleich zu kurz greift und insbesondere die Änderungen im vereinfachten Verfahren zu einer massiven materiellen Verschlechterung sowie sinkender Robustheit im Effizienzvergleich beitragen.

Basierend auf der Datenbasis für die 4. Regulierungsperiode Strom (Stand November 2024) wurde analog zu den Berechnungen der BNetzA die Teilnahme der von der BNetzA genannten „neuen“ Netzbetreiber für den Effizienzvergleich simuliert. Hierbei wurden Modellparameter für insgesamt 29 neue VNB aus dem vereinfachten Verfahren recherchiert und in Einzelfällen mittels qualifizierter Schätzungen ermittelt.

Bei den aufgrund des neuen Schwellenwertes neu dazugekommenen Netzbetreibern handelt es sich überwiegend um kleinere Netzbetreiber sowie weitere strukturell nicht vergleichbare Unternehmen (z.B. NETCUR GmbH, YNCORIS GmbH, InfraLeuna Energiegesellschaft GmbH und GETEC net GmbH). Bei diesen Netzbetreibern kann es sich zum Beispiel um Netzbetreiber handeln, die besondere Anschlusskonstellationen (erzeugungs- und/oder lastseitig) und Versorgungsstrukturen aufweisen und damit bei den spezifischen Kosten verschiedener Strukturparameter über ein kostengünstiges Verhältnis verfügen. Insgesamt würden sich damit 9 strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber im Datensatz der Stromverteilnetzbetreiber befinden.

Die neuen VNB weisen mit 81,5% eine deutlich niedrigere Durchschnittseffizienz auf als die etablierten VNB im regulären Verfahren. Bei 4 neuen Teilnehmern greift die Regelung der Mindesteffizienz mit 60%. Von den neuen VNB werden 2 Peer-VNB – darunter sind strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber. Die neuen VNB wären damit mit massiv verschärften Effizienzvorgaben konfrontiert, mit einer Ausweisung von ineffizienten Kostenanteilen, die bei Einführung eines dreijährigen Abbaupfades innerhalb von zwei Jahren abgebaut werden müssten.

Auf den ersten Blick kontraintuitiv entfalten neue, weniger effiziente VNB mit höheren ineffizienten Kosten eine negative „Sogwirkung“ auf SFA-Effizienzwerte der übrigen VNB. Diese „Sogwirkung“ ist aber methodenimmanent. Eine Hinzunahme der neuen Teilnehmer hätte eine Senkung der Durchschnittseffizienz in der SFA-Methode um 3,4 Prozentpunkte zur Folge. 188 VNB würden damit niedrigere Effizienzwerte im Vergleich zum Status Quo erhalten, bei der DEA-Methode wären es ca. 80 VNB. Die Auswirkungen für VNB fallen in der SFA gravierender aus, je geringer der vorherige Effizienzwert war. So verlieren die unteren 20% im Schnitt 7,3 %-Punkte und einige bis zu 12%-Punkte.

Die geplanten Anpassungen beim Effizienzvergleich verstärken sich in ihrer Negativwirkung gegenseitig. Diese wirken direkt und indirekt auch auf die Durchschnittseffizienz im vereinfachten Verfahren. Bisher wurden in der Abschätzung der Veränderung des Effizienzwertes die geplanten Anpassungen aus der Methodenfestlegung nicht berücksichtigt.

Für Unternehmen im vereinfachten Verfahren sinkt damit der gewichtete Durchschnittseffizienzwert abseits der neuen Gewichtung zusätzlich auf unter 90%.

OPEX-Anpassungsfaktor und F&E im Vereinfachten Verfahren

Die Argumente der Bundesnetzagentur gegen eine Anwendung des OPEX-Anpassungsfaktors auch für das Vereinfachte Verfahren überzeugen nach wie vor nicht. Wie zu Tenorziffer 3 bereits angeführt, argumentiert und nachgewiesen wurde, gestaltet sich der regulatorische Aufwand für die Ermittlung der verwendeten Strukturparameter - entgegen der Behauptung der Bundesnetzagentur zu Randziffer 1099 - sehr übersichtlich, da ihre Anzahl begrenzt ist und diese i.d.R. bereits durch anderweitige Datenlieferungen/Veröffentlichungspflichten vorliegen und entsprechend plausibilisiert wurden. Für eine Anwendung spricht dagegen das gleiche Argument, welches die BNetzA für die Anwendung des EE-Wälzungsmechanismus und des erweiterten Q-Elements aufruft, nämlich dass sämtliche Netzbetreiber von Strukturveränderungen aufgrund der Energiewende betroffen sind und diese Betroffenheit daher beziffert und berücksichtigt werden muss.

Auch Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung und eine jährliche Anpassung der Betriebskosten sollten für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren nicht in einer Rahmenfestlegung ausgeschlossen werden. Die BNetzA begründet eine fehlende Anpassbarkeit in Randziffer 1094 damit, dass es bisher keine Anwendungsfälle bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren gegeben hätte, die eine Anpassung von Kosten für Forschung und Entwicklung nötig gemacht hätten. Nur weil diese Anwendungsfälle bis zum jetzigen Zeitpunkt von der BNetzA nicht gesehen werden, heißt dies jedoch nicht, dass sie nicht in Zukunft auftreten können. Ein Ausschluss schränkt den Handlungsspielraum des Netzbetreibers ohne Not ein und schafft zudem adverse Effekte, da eine fehlende Berücksichtigung von Kosten für Forschung und Entwicklung auch mögliche zukünftige Anwendungsfälle verhindert. Eine fehlende Anerkennung für Kosten der Forschung und Entwicklung stellt ein klares Hemmnis für kleinere Netzbetreiber dar, überhaupt in diese Bereiche zu investieren.

In der Tenorziffer 16.1 sollte der Satz 2 gestrichen werden.

Besondere Gewichtung der kleineren Netzbetreiber beim pauschalen Effizienzwert

Die Fortführung eines pauschalen Effizienzwertes für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren ist grundsätzlich zu begrüßen. Die Bundesnetzagentur plant jedoch bei der Ermittlung des pauschalen Effizienzwertes für das Vereinfachte Verfahren, den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung zu tragen. Die Intention ist eine Verschiebung der pauschalen Effizienzvorgabe für die Teilnehmer des Vereinfachten Verfahrens im Verhältnis zum Durchschnitt aller Teilnehmer. Diese wird pauschal als niedriger eingestuft, da das in Randziffer 1109 genannte gewichtete Ergebnis um mehrere Prozentpunkte niedriger ausfällt als in der aktuellen Systematik. Das Vereinfachte Verfahren wird somit auch mit dieser Maßnahme weiter unattraktiv gemacht.

Sollten zudem die angedachten Änderungen in den Methodenfestlegungsentwürfen zum Effizienzvergleich Bestand haben, wird sich der Effizienzwert zusätzlich, wie bereits zuvor beschrieben, signifikant verschlechtern. Infrage zu stellen ist daher, wieso trotz starker finanzieller Mehrbelastung für die Netzbetreiber auf eine Verringerung der Durchschnittseffizienz mittels einer anderen Gewichtung abgestellt wird. Netzbetreiber jeglicher Größe werden durch die Änderungen über die Gebühr belastet.

Unverständlich ist, mit welcher Begründung künftig kleinere Netzbetreiber stärker gewichtet werden sollen. Die BNetzA erwähnt zwar eine beabsichtigte Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Netzbetreiber, begründet jedoch nicht, wieso der gewichtete Effizienzwert kleiner Netzbetreiber stärker gewichtet werden sollte. Die angekündigte unterschiedliche Gewichtung ist daher als sachgrundlos einzustufen. Die Schwellen für die Teilnahme am Regelverfahren bilden bereits eine absolute Schwelle für die Unterteilung in kleine und große Netzbetreiber. Durch die Hinzunahme einer größeren Gewichtung kleinerer Netzbetreiber wird der pauschale Effizienzwert im Vereinfachten Verfahren verzerrt und macht das Verfahren des Effizienzvergleichs inkonsistent.

Für ein konsistentes Verfahren ist es wichtig, die Zielgröße und die Teilnahmevoraussetzungen korrekt und dauerhaft stabil festzulegen. Nur daraus kann eine Entscheidung zur Teilnahme und entsprechend eine Aufteilung in Teilnehmer und Nicht-Teilnehmer erfolgen. Eine Zielgröße für Nicht-Teilnehmer kann nur dann gerecht sein, wenn sie aus einem ungewichteten Durchschnitt ermittelt wurde und sich nicht auf Vermutungen stützt, wie die Teilnehmer wiederum in neue (willkürliche) Klassen zu unterteilen sind.

In der Tenorziffer 16.4 sollte der Satz 3 gestrichen werden.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: +49 30 58580-195

Mobil: +49 170 8580195

froese@vku.de