VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Festlegungen der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF) GBK-24-02-1#3 und GBK-24-02-2#3

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.

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

Einleitung

Der VKU nimmt zu dem Festlegungsentwurf zur Methodik der Ermittlung des Ausgangsniveaus wie folgt Stellung. Der VKU beschränkt sich in seiner Stellungnahme im Wesentlichen darauf, neue Argumente zu den Positionen der BNetzA vorzutragen, die sich seit den Tenorierungsentwürfen vom 16.01.2025 nicht geändert haben. Außerdem trägt der VKU zu den Punkten des Anhörungsentwurfs vor, die sich gegenüber dem Tenorierungsentwurf vom 16.01.2025 geändert haben. Ansonsten verweist der VKU auf seine Stellungnahme vom 05.03.2025 und weist gegebenenfalls bei besonderer Relevanz noch einmal auf die jeweiligen Positionen hin.

5. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter

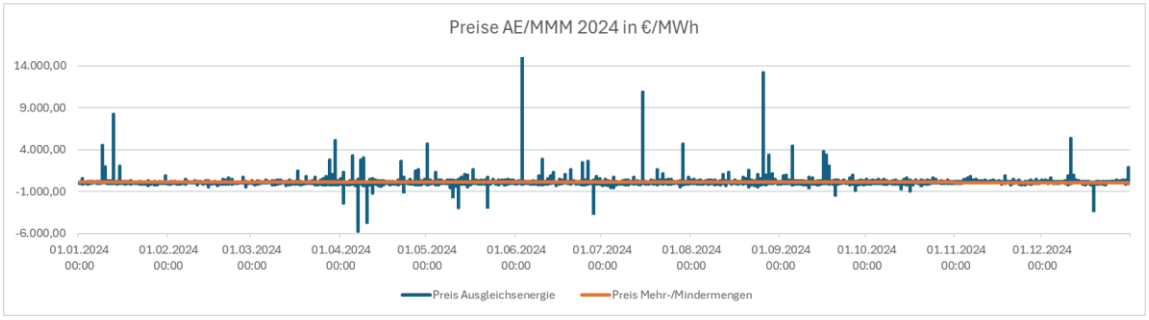
Der VKU begrüßt die Klarstellung in Randziffer 209, dass Pachtnebenkosten, die in engem Zusammenhang mit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens stehen, wie Grundsteuer, Wasser-, Abwasser- oder sonstige öffentliche Gebühren, weiter im Rahmen des Pachtverhältnisses abgerechnet werden können und nicht in separaten Dienstleistungsverträgen abgebildet werden müssen.

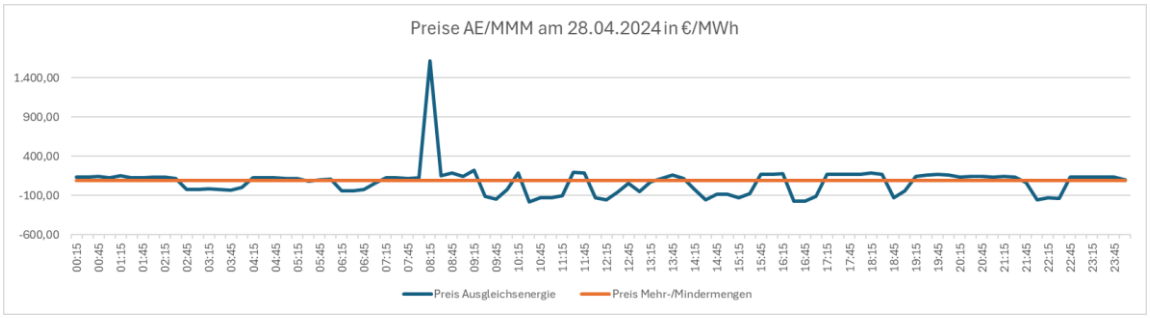
7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Tenorziffer 7 der StromNEF und GasNEF stehen in wechselseitiger Verbindung zu Tenorziffer 7 des Festlegungsentwurfs zu RAMEN. Der VKU verweist auf seine Stellungnahme zu RAMEN.

Der VKU hat in seiner Stellungnahme vom 05.03.2025 umfangreich vorgetragen, warum die Erlöse und Kosten aus der Differenzbilanzierung kein durchlaufender Posten sind und sich nicht über die Zeit ausgleichen. Die Differenzen resultieren insbesondere daraus, dass die Unterschiede in den Mengen aus der Mengenprognose und der tatsächlichen Abnahme zu einem anderen Preis verkauft werden müssen, als sie gegenüber dem Lieferanten ausgeglichen werden. Der Ausgleich gegenüber dem Lieferanten erfolgt zum Mehr-/Mindermengenpreis, der Verkauf der überschüssigen Energie dagegen zum aktuellen Börsenpreis.

Der VKU erkennt an, dass die BNetzA im Entwurf in Rn. 232 festhält, dass es zu diesen Preissystemen einen Vortrag im Anhörungsverfahren gab. Der VKU ist aber erstaunt, dass die BNetzA dies nur als Vortrag einzelner Netzbetreiber wahrnimmt und weiterhin behauptet, dass sich die aus den unterschiedlichen Preissystemen ergebenden unterschiedlichen Kosten und Erlöse über die Zeit ausgleichen. Der VKU betont deshalb noch einmal, dass es sich hier um ein strukturelles Problem handelt, das alle Netzbetreiber betrifft. Das Niveau des Börsenpreises, mit dem der Verkauf der überschüssigen Mengen bewertet wird, und der Mehr-/Mindermengenpreis, mit dem der Ausgleich gegenüber dem Lieferanten erfolgt, gleichen sich im Zeitablauf nicht aus.





Bei der Differenzbilanzierung gibt es einen grundlegenden Unterschied zwischen Gas und Strom. Bei Gas werden die Differenzmengen durch den Netzbetreiber sowohl gegenüber dem Lieferanten als auch gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen (Trading Hub Europe) als sogenannte Mehr-/Mindermengen abgerechnet. Die Preise für die Mehr-/Mindermengen werden durch Trading Hub Europe veröffentlicht und gelten immer für einen Monat. Es gibt hier zwar Cash-Flow-Effekte, weil die Abrechnungen in beide Richtungen nicht im gleichen Rhythmus erfolgen. Dennoch ist es korrekt, dass sich Aufwand und Erlöse mittelfristig ausgleichen und daher regulatorisch als “durchlaufender Posten” betrachtet werden.

Bei Strom hingegen werden die Differenzmengen gegenüber den Lieferanten als Mehr-/Mindermengen abgerechnet. Der Preis wird durch den BDEW veröffentlicht und gilt immer für einen Monat. Auf der “Gegenseite” erfolgt die Abrechnung als sog. Ausgleichsenergie durch den ÜNB an den Netzbetreiber. Hier gilt für jede abgerechnete Viertelstunde ein separater Ausgleichsenergiepreis, welcher starken Schwankungen unterliegt. Die obere Grafik zeigt beide Preisverläufe für das Jahr 2024 im Vergleich. Während der Preis für Mehr-/Mindermengen untermonatlich stabil blieb und sich zwischen 75,28 und 118,38 €/MWh bewegte, war der Preis für Ausgleichsenergie äußerst starken Schwankungen unterlegen und zeigte extreme Ausschläge. So lag das Jahresmaximum hier bei 15.000 und das Minimum mit minus 5.734,46 €/MWh sogar im negativen Bereich. Insgesamt gab es 6.962 Viertelstunden mit negativen Preisen. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber die Verkaufsmenge hier sogar bezahlen musste. Die untere Grafik ist ein willkürlich gewählter Tag des Jahres 2024, um hier noch einmal deutlich zu zeigen, dass der Mehr-/Mindermengenpreis am betreffenden Tag eine Konstante ist, während der Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde stark schwankt.

Berechnet man den durchschnittlichen Preis für Mehr-/Mindermengen, so lag dieser bei 86,28 €/MWh, während der durchschnittliche Preis für Ausgleichsenergie bei 85,75 €/MWh lag. Das große Problem liegt also nicht im Durchschnitt, sondern in den starken Preisschwankungen der Ausgleichsenergie und den entsprechenden Liefermengen, welche in den besonders ungünstigen Viertelstunden anfallen. Wie in der Stellungnahme vom 05.03.2025 ausführlich dargestellt wurde, gibt es hier ein strukturelles Problem auf Grund der starken Veränderung des Verbrauchsverhaltens der nicht leistungsgemessenen Stromkunden in den letzten Jahren. Die Lastprofile der Netzbetreiber können diese Veränderungen nicht mehr abbilden. Auch individuelle Lastprofile oder die Einführung der kürzlich vom BDEW vorgestellten neuen Lastprofile können nur einen Teil des Risikos abfangen, da diese wissenschaftlich prognostizierten Profile es nicht schaffen, das sich stark im Wandel befindliche Verbrauchsverhalten für jede Viertelstunde vorherzusehen.

Bereits in der Vergangenheit hatten viele Netzbetreiber starke Schwierigkeiten mit dem Kostenaufwuchs und aus diesem Grund Diskussionen im Rahmen der Stellungnahmen zu den eigenen Erlösobergrenzenbescheiden aus der Kostenprüfung 2022, bezüglich der pauschalen Kürzungen aller Regulierungsbehörden bei der GuV-Ziffer 5.1.4 (Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen). Da es hierzu keine Gegenposition auf der Erlösseite gab, haben die Netzbetreiber unter dieser Position Kosten und Erlöse saldiert angegeben. Der Wert fiel in der Regel positiv (Aufwandsüberhang) aus und wurde durch die prüfende Behörde auf Null gekürzt.

Jeder Netzbetreiber ist zur Differenzbilanzierung verpflichtet. Er muss diese sogar jährlich auf seiner Homepage veröffentlichen (§ 12 Abs. 3 Satz 3 StromNZV). Der VKU fordert aus den in dieser und der Stellungnahme vom 05.03.2025 genannten Gründen eine Anerkennung dieser Position als volatile Kosten.

9. Kalkulatorische Abschreibungen und Anlage 1

Umbuchungen zwischen den Anlagengruppen können erforderlich werden, wenn eine Anlage in dem für den handelsrechtlichen Abschluss maßgeblichen Anlagenbuchhaltungssystem in eine andere Anlagengruppe zugeordnet wird. Dann kann es je nach Ausprägung des Systems notwendig werden, dass auch eine Umgruppierung in den kalkulatorischen Anlagengruppen erforderlich wird. Wenn bei dieser Umgruppierung der Restbuchwert mit der Restnutzungsdauer der neuen Anlagengruppe abgeschrieben und der Sachverhalt gegenüber der Regulierungsbehörde transparent dargestellt wird, werden keine bereits verdienten Abschreibungen und keine Restwerte erneut in Ansatz gebracht. Da es auch bisher möglich war, Umbuchungen in den Erhebungsbögen der BNetzA für die Kostenprüfung anzugeben, sollte die BNetzA diese Möglichkeit nicht als unzulässig verbieten, da dies ansonsten erhebliche Systemanpassungen in den Buchhaltungssystemen mit den entsprechenden Kosten nach sich ziehen kann.

Anlagengruppen StromNEV

Der VKU begrüßt die geplante Aktualisierung der kalkulatorischen Nutzungsdauern in der StromNEF Anlage 1.

Die angepassten Nutzungsdauern sind aus Sicht des VKU angemessen und spiegeln die Ergebnisse eines zielführenden Konsultationsprozesses wider. Die Abschaffung von Nutzungsdauerspannen in der StromNEF sowie die Angleichung der Nutzungsdauern für die Anlagengruppen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten und Werkzeuge/Geräte in der GasNEF führen zu Vereinfachungen und sind sachgerecht. Jedoch verbleiben die folgenden Anmerkungen hinsichtlich des Umsetzungszeitpunktes sowie der Anlagengruppe Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger (StromNEF III.2.5 bzw. III.2.6 StromNEV).

Umsetzungszeitpunkt

Der Festlegungsentwurf zur StromNEF sieht vor, dass die aktualisierten Nutzungsdauern erst ab dem 01.01.2029 Anwendung finden. Die Beschlusskammer sieht von einer abweichenden Regelung in Bezug auf eine frühere Nutzung der Anpassungen der Anlage 1 ab, da aus ihrer Sicht die entsprechende Dringlichkeit hierfür nicht nachgewiesen wurde. Der VKU sieht aufgrund des aktuellen sowie des zukünftig steigenden Einsatzes von entsprechenden digitalen Anlagen eine vorzeitige Einführung der neuen Nutzungsdauern für zwingend erforderlich. Hierzu verweisen wir insbesondere auf folgende Sachverhalte, die der Beschlusskammer auch aus der Vergangenheit bekannt sein müssten.

- Erste Diskussionen sowohl mit dem damalig zuständigen Bundesministerium als auch Vertretern der BNetzA zur Problematik, der nicht sachgerechten Nutzungsdauern insbesondere für die digitale Sekundärtechnik fanden, bereits in den Jahren 2017/2018 statt.
- Die für die weitere Digitalisierung des Verteilnetzes zur Umsetzung dynamischer Netzführung notwendige Technik muss in den kommenden Jahren in großem Umfang in die Netze integriert werden um zum einen die Anforderungen der Festlegungen nach §14a EnWG als auch möglicher dynamischer Netz- bzw. Verbrauchersignale erfüllen zu können.

Aus Sicht des VKU gibt es verschiedene angemessene Zeitpunkte, die die Anwendung der neuen Nutzungsdauern praktikabel rechtfertigen würden. Eine Verzögerung der Umstellung bis zum 01.01.2029 ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht sachgerecht, da die bereits heute eingesetzte Steuerungstechnik die Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 StromNEV nicht mehr erreichen.

- Eine Berücksichtigung der neuen Nutzungsdauern sollte bereits rückwirkend für das Jahr 2024 eingeräumt werden. Die Prüfung der Investitionen erfolgt regelmäßig über den Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto. Für das Regulierungskonto

2024 besteht daher die Möglichkeit, in der Beantragung zum 31.12.2025 die entsprechenden Zuordnungen zu treffen. Mit der rückwirkenden Einführung würden neue digitale Investitionen zeitlich sachgerecht berücksichtigt werden.

- Die neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern könnten bereits ab dem 01.01.2026 für die Ermittlung des Ausgangsniveaus der zukünftigen Regulierungsperiode genutzt werden. Somit könnte eine konsistente Anwendung der neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern für die 5. Regulierungsperiode auf Basis der Festlegungen RAMEN und StromNEF sichergestellt werden.
- Die neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern sollten jedoch spätestens zum 01.01.2027 zur Anwendung kommen, da ab diesem Zeitpunkt neue Investitionen im Kapitalkostenaufschlag für die 5. Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Bei Nichtanwendung wären im Kapitalkostenaufschlag für die 5. Regulierungsperiode in unterschiedlichen Jahresscheiben unterschiedliche Nutzungsdauern für die gleiche Anlagengruppe vorhanden. Dies würde dem Vereinfachungsgedanken und einem konsistenten Vorgehen bei der Ermittlung des Kapitalkostenaufschlages nicht gerecht werden.

Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

Die seitens der Bundesnetzagentur aktuell berücksichtigte kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 20 Jahren sehen wir weiterhin kritisch und als nicht sachgerecht an. In einem sich nicht ändernden Anwendungsgebiet wäre die angestrebte kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 20 Jahren grundsätzlich in Ordnung. Jedoch ergeben sich im Rahmen des vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollouts bis zum Jahr 2032 bereits jetzt kalk. Buchverluste für die im Zwischenzeitraum verbauten alten Zählersysteme.

Eine Beibehaltung des jetzigen Systems hätte zur Folge, dass ein altes Zählersystem, welches z. B. im Jahr 2029 verbaut werden würde, bereits nach ca. vier Jahren (2032) wieder zurückgebaut werden müsste. Der Netzbetreiber hätte in dieser Zeit nur ca. 20 % der Investition zurückverdient. Eine Refinanzierung wäre aus Sicht des VKU nicht sichergestellt.

Zur vollständigen, zeitnahen Amortisation der konventionellen Zähltechnik sollte eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestandsvermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 möglich sein.

Die Beschlusskammer sieht für entsprechende Anpassungen keine Notwendigkeit, da die Berücksichtigung vorzeitiger Anlagenabgänge im Ausgangsniveau entsprechend Tenorziffer 7 erfolgt. Eine sachgerechtere und damit auch zeitnähere Refinanzierung würde sich jedoch auf Grundlage der Verkürzung der Nutzungsdauer ergeben, die gleichzeitig hohe Sonderabschreibungen, die insbesondere in den Jahren 2031/2032 drohen, zu verstetigen. Darüber hinaus würde dieses Vorgehen die Prüfung im Ausgangsniveau sowie das gemäß Tenorziffer 7 notwendige Vorgehen zur Ermittlung von Besonderheiten des Geschäftsjahres deutlich vereinfachen.

10. Kalkulatorische Kapitalverzinsung

Der VKU kritisiert die monetär sehr relevante Beschneidung der Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber aus Mittelrückflüssen ihrer Eigenkapitalverzinsung, welche mit der zukünftigen Vereinnahmung von Zuschüssen verbunden sein wird. Er begrüßt, dass die BNetzA mit dem Zinsbonus ein kompensatorisches Element installieren will. Sofern eine Kompensation durch den Zinsbonus nicht gelingen sollte, werden Zuschüsse oft keine effiziente Finanzierungsoption sein. Bei einer unzureichenden Kompensation trägt die veränderte kalkulatorische Kapitalverzinsung gem. Tenorziffer 10 der StromNEF und GasNEF erheblich zur strukturellen Schlechterstellung der Netzbetreiber im Vergleich zum Status quo der Regulatorik bei. Damit sind dann die Konsequenzen verbunden, welche der VKU in seiner Stellungnahme zum Festlegungsentwurf RAMEN einleitend ausführt. Der VKU verweist im Übrigen bei den fachlichen Argumenten auf seine Stellungnahme zum Sachstandsdokument der BNetzA zu Tenor und Erwägungen vom Januar 2025.

Umlaufvermögen unter Abzug Dienstleister- und Pachtaufwendungen

Der Beschlussentwurf sieht als Bezugsbasis die geprüften Netzkosten unter Abzug der Dienstleister- und Pachtkosten vor und dies, ohne zuvor einen Minimumabgleich vorzunehmen. Im Fall der Dienstleisterkosten sind diese in der Netzkostenbasis unter Berücksichtigung des Minimumabgleichs enthalten und werden ohne Berücksichtigung des Minimumabgleichs herausgerechnet. Dies führt in der Folge dazu, dass Dienstleisterkosten herausgerechnet werden, die gar nicht in den geprüften Netzkosten enthalten sind. Dies ist nicht sachgerecht und zu korrigieren.

Beim Ansatz des Umlaufvermögens beabsichtigt die BNetzA, eine Pauschale von 1/24 der geprüften Netzkosten anzuerkennen. Sie beruft sich hierbei auf die Ergebnisse der bisherigen Kostenprüfungen. In den bisherigen Kostenprüfungen ist die BNetzA von einem idealen Liquiditätsbedarf von zwei Wochen ausgegangen, der sich aus den Zahlungsfristen der Lieferantenrahmenverträge ergibt. In der unternehmerischen Realität ist der Liquiditätsbedarf regelmäßig höher. Auch unter der Annahme, dass sich der Liquiditätsbedarf nur aus den Zahlungsfristen der Lieferantenrahmenverträge ergibt, berücksichtigt die Bezugnahme der BNetzA auf die geprüften Netzkosten nicht, dass die Erlösobergrenze bei einer wachsenden Versorgungsaufgabe im Verlauf der Regulierungsperiode ansteigt. Damit wird den Netzbetreibern mit einer wachsenden Versorgungsaufgabe ein systematisch zu geringes Umlaufvermögen zugestanden.

Verzinsung von Anlagen im Bau

Es liegt eine höchstrichterliche Rechtsprechung vor, die – anders als von der BNetzA behauptet – die Verzinsung von Anlagen im Bau mit zum Gegenstand hatte. Darin heißt es: „Wie auch die Betroffene nicht in Zweifel gezogen hat, kann es im Anschaffungsjahr allerdings dazu kommen, dass zumindest ein Teil der in Rede stehenden Kosten mehrfach

berücksichtigt wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Teil der Kosten schon im vorangegangenen Jahr für Anlagen im Bau aktiviert wurde …“

Es liegt auch keine Begründung der BNetzA vor, warum die mit Bezugnahme zu Strom-NEV und GasNEV erfolgte Rechtsprechung zukünftig, nach Auslaufen der Verordnungen, nicht mehr relevant sein sollte. Zwar existiert die jeweilige Verordnung dann nicht mehr, aber die sachlichen Gründe, welche dem BGH-Urteil zugrunde lagen, sind aus Sicht des VKU unverändert relevant.

11. Zinsbonus

Der VKU begrüßt die beabsichtigte Einführung eines Zinsbonus dem Grunde nach. Er wird als notwendiges Korrektiv für die vorgesehene Regelung zur Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung auf Basis der „Netto-RAB“ erachtet. Die Methode zur Bestimmung der regulatorischen Verzinsungsbasis entwertet vorhandenes Vermögen und beschädigt dadurch das Vertrauen in die Regulierung. Sie schwächt zudem die Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber. Die BNetzA setzt damit einen Anreiz, die Vereinnahmung zukünftiger Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse sehr kritisch zu prüfen und im Zweifel sogar zu vermeiden[1] Dem kann ein angemessen ausgeprägter Zinsbonus entgegenwirken.

Das Ziel des Zinsbonus ist gemäß BNetzA, dass die Gesamtheit der Netznutzer von einem solchen Zinsbonus profitiert. Dies wäre dann der Fall, wenn der Zinsbonus dazu führt, dass der Netzausbau schneller erfolgt, als es der Fall wäre, gäbe es keinen Zinsbonus. Die vermiedenen „Netzkosten der Langsamkeit“ müssen dabei das monetäre Volumen der Zinsboni übersteigen. Es gilt also, den Anreiz des Zinsbonus so auszugestalten, dass er sich signifikant auf den Netzausbau- und -anschluss auswirkt. Die entsprechenden Stellschrauben hierfür sind: Beginn der Wirkung, Dauer der Wirkung, Umfang der qualifizierten Zuschüsse und Höhe der Bonusquote.

Die BNetzA beabsichtigt, den **Zinsbonus erst ab dem Jahr 2029** wirken zu lassen. Eine Begründung liefert sie im vorliegenden Festlegungsentwurf zur StromNEF nicht. Aus Sicht des VKU spricht vieles für und nichts gegen die Einführung eines Zinsbonus bereits in der laufenden vierten Regulierungsperiode, z.B. ab 2026. In vielen Netzgebieten wird es bereits heute immer wichtiger, neue Kapazitätsbegehren in Richtung Sparsamkeit beim Anschlusspetenten zu lenken. Hier können vermehrte Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge helfen. Das Hinauszögern des Zinsbonus‘ ist umso unverständlicher, käme es tatsächlich zum von der BNetzA postulierten Nutzen, nach welchem die Gesamtheit der Netznutzer von dem Zinsbonus profitiert.

Die BNetzA betrachtet es als nicht zielführend, den Zinsbonus monetär über fünf Jahre hinaus zu strecken. Sie begründet dies nicht. Eine **willkürliche Begrenzung auf jeweils fünf Jahre,** beginnend im Jahr der Vereinnahmung, ist mit Blick auf das Einwerben von

[1] Genau diese Überlegungen würde auch ein wettbewerbliches Unternehmen anstellen, hätte es die Möglichkeit, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu vereinnahmen.

Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen nicht hilfreich. Der Zinsbonus sollte aus Sicht des VKU konsistent über die kalkulatorische Auflösungsdauer der Zuschüsse angewandt werden. Alternativ müsste er im Fall einer zeitlichen Begrenzung auf jeweils fünf Jahre deutlich werthaltiger ausgeprägt werden, um den beabsichtigten Anreiz für die Netzbetreiber zu schaffen.

Der Festlegungsentwurf sieht **lediglich Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse als für den Zinsbonus qualifizierte Zuschüsse** an. Netzanschlusskostenbeiträge dagegen bedürfen keiner Anreize, da sie ohnehin verpflichtend zu vereinnahmen wären. Ein solcher Ansatz führt dazu, dass das Niveau an qualifizierten Zuschüssen sehr gering sein wird. Ein pragmatischer Ansatz, die intendierte Anreizwirkung zum Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen zu verstärken, liegt darin, die Netzanschlusskostenbeiträge rechnerisch in das Volumen der qualifizierten Zuschüsse zu integrieren. Dies ließe sich rechtfertigen, weil auch Netzanschlusskostenbeiträge Kapazitätsnachfragen von Anschlusspetenten lenken. Sie vermeiden somit ebenso Netzkosten, die ohne Anschlusskostenbeiträge für dann überdimensionierte Anschlussbegehren anfallen würden. Netzanschlusskostenbeiträge verstärken in der neuen Methode zur Ermittlung der regulatorischen Verzinsungsbasis im Ausgangsniveau nicht nur den Anreiz, zukünftig mögliche Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu vermeiden, sie sind auch in ihrer grundsätzlichen Funktion mit Baukostenzuschüssen vergleichbar.

Die BNetzA beabsichtigt, **die Bonusquote mit 25 Prozent** anzusetzen. Der monetäre Vorteil, den die Netzbetreiber erhalten, soll die zusätzlichen Kosten, die durch einen in Folge der Nichtvereinnahmung erhöhten Netzausbaubedarf entstehen, nicht übersteigen. Der Anreizeffekt sei aus Sicht der BNetzA bei der erstmaligen Anwendung nicht abzuschätzen und deshalb auf 25 % zu limitieren. Eine methodische Herleitung für diesen Wert wird nicht vorgenommen. Die Netzbetreiber haben eine solche Einschätzung vorgenommen und kommen zu dem Ergebnis, dass ein effektiver Anreiz zum Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen dadurch nicht gegeben wird. Der VKU spricht sich deshalb für eine Bonusquote in Höhe von 40 Prozent aus. Diese Quote lehnt sich an die Eigenkapitalquote des künftigen WACC-Ansatzes an.

Der Zinsbonus soll gemäß BNetzA das Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen durch die adressierten Netzbetreiber anreizen. Das wird mit dem Zinsbonus, so wie er vorgesehen ist, nicht gelingen. Bliebe es bei einem unzureichend ausgestalteten Zinsbonus, würde der wirtschaftlich handelnde Netzbetreiber zwischen Baukostenzuschuss und Fremdfinanzierung abwägen und sich bei gegebenen Fremdfinanzierungsmöglichkeiten für die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital entscheiden. Die Variante des Baukostenzuschusses wäre für ihn mit zu hohen Opportunitätskosten in Form verminderter Eigenkapitalverzinsung verbunden. Damit würde das übergeordnete Ziel der dämpfenden Lenkungswirkung von Baukostenzuschüssen auf die Netzkosten nicht erreicht werden.

12. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Die höchstrichterliche Rechtsprechung zum so genannten “Vom-Hundert-Ansatz" ist im Kontext der StromNEV und GasNEV erfolgt. Die BNetzA hat also grundsätzlich die Möglichkeit, den “Vom-Hundert-Ansatz" durch den “Im-Hundert-Ansatz" zu ersetzen. Wenn eine solche Möglichkeit durch sachliche Begründungen geboten ist, dann ist sie zu realisieren.

Eine solche Sachlage liegt vor. Der “Vom-Hundert-Ansatz" vermengt die in sich geschlossene kalkulatorische Systematik mit der steuerlichen. Die Regulatorik sieht die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung für effiziente Netzbetreiber als alleinige kalkulatorische Gewinngröße vor. Es bleiben in diesem System keine Kosten ungedeckt. Es bleiben auch keine aus dem kalkulatorischen Gewinn zu bedienenden Ausgaben übrig. Andernfalls würde die gesetzlich verankerte wettbewerbliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals nicht zur freien Verwendung stehen. Es würde darüber hinaus auch die ebenso gesetzlich geforderte Übertreffbarkeit von 100 Prozent Effizienz nicht erreicht werden können. Sofern solche Effekte (ungedeckte Kosten) entstehen, wie das zum Beispiel bei den KAnEu, wenn sie mit Plan-Ist-Abweichungen verbunden sind, der Fall ist, so haben sich diese über die Zeit innerhalb der kalkulatorischen Systematik auszugleichen. Der von der BNetzA in ihrer Ermessensausübung gewählte rein kalkulatorische Ansatz ist mit dem “Im-Hundert-Ansatz" und nicht mit dem “Vom-Hundert-Ansatz" zu realisieren.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse
Tel: +49 30 58580-195
Mobil: +49 170 8580195
froese@vku.de