

» ANWENDUNGSHILFE

NEST-Festlegungen

Stand: 21.01.2026

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

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	3
Erlösobergrenze	4
Dauer der Regulierungsperiode (RP) und Abbaupfad	4
Inflationsausgleich und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (VPI / Xgen)	4
OPEX-Anpassung	5
Kapitalkostenermittlung.....	5
Besonderheit beim Kapitalkostenabzug Gas.....	9
Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen	10
Vereinfachtes Verfahren	10
Pachtverhältnisse.....	11
Ausblick	11
Rechtsschutz	12

Einleitung

Der Europäische Gerichtshof hat mit Urteil v. 02.09.2021 festgestellt, dass die Bundesrepublik Deutschland aufgrund der verordnungsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltregulierung (ARegV, StromNEV und GasNEV) gegen die in den EU-Binnenmarktrichtlinien vorgeschriebene Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde verstößt. Die Regulierungsbehörde könne aufgrund einer Reihe von Verordnungsvorgaben nicht völlig unabhängig die Tarife für den Netzzugang festlegen. Auch entsprechende Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz wären unzulässig. Der deutsche Gesetzgeber hat das Urteil mit dem am 29.12.2023 in Kraft getretenem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften umgesetzt. In diesem Rahmen wurde auch die Große Beschlusskammer Energie (GBK) der BNetzA geschaffen, die im Januar 2024 eine umfangreiche Reform der Netzentgeltregulierung unter dem Titel „NEST - Netze. Effizient. Sicher. Transformiert“ eingeleitet hat. Ziel dieses Verfahrens ist es, die verordnungsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltregulierung in Festlegungen zu überführen.

Am 10. Dezember 2025 hat die BNetzA die Festlegungen RAMEN-Strom und RAMEN-Gas sowie die Methodenfestlegungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus StromNEF und GasNEF veröffentlicht. Diese Veröffentlichung umfasste auch die Methodenfestlegungen zur Kapitalverzinsung, zu den Effizienzvergleichen Strom und Gas und zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen).

Gegenüber dem bisherigen Ordnungsrahmen (mit ARegV sowie Strom- und GasNEV) enthalten die neuen Festlegungen wesentliche Änderungen. Diese neuen Festlegungen gelten zwar erst ab der 5. Regulierungsperiode und damit beim Gas ab 2028 und beim Strom ab 2029. Da die Netzbetreiber aber üblicherweise mindestens eine 5-Jahresplanung haben, müssen die neuen Festlegungen spätestens im Jahr 2026 im Rahmen der Wirtschaftsplanung berücksichtigt werden.

Zudem erfolgt die Vorbereitung auf die 5. Regulierungsperiode mit der Datenmeldung für das Ausgangsniveau Gas im Laufe des Jahres 2026, bei der die Vorgaben der neuen Festlegungen ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Die Verteilnetzbetreiber müssen daher ihre Verfahren und Kalkulationsmodelle zur Ermittlung des Ausgangsniveaus und der Erlösobergrenzen spätestens im Jahr 2026 anpassen.

Der VKU fasst mit der vorliegenden Anwendungshilfe die wesentlichen Änderungen praxisorientiert zusammen, um eine erste Orientierung für Anpassungsmaßnahmen zu geben. Zu den nächsten Schritten wird auch die Frage gehören, ob die Unternehmen gegen die neuen Festlegungen Beschwerde zum OLG Düsseldorf einlegen.

Erlösberggrenze

Dauer der Regulierungsperiode (RP) und Abbaupfad

Die Dauer der Regulierungsperiode beträgt in der 5. RP einmalig wie bisher fünf Jahre. Ab der 6. RP (Gas 2033 bzw. Strom 2034) wird die Dauer der Regulierungsperiode voraussichtlich auf drei Jahre verkürzt (RAMEN Strom und Gas, Tenorziffer 2.3 und 3.1).

Der Abbaupfad, in dem die als ineffizient deklarierten Kosten abgebaut werden müssen, umfasst jedoch bereits ab der 5. RP nur noch 3 Jahre (Effizienzvergleich, Tenorziffer 18). Der Verteilfaktor, der bestimmt, welcher Anteil der beeinflussbaren Kosten noch in der Erlösberggrenze angesetzt werden darf, beträgt demnach im ersten Jahr der 5. RP 0,67, im zweiten Jahr der 5. RP 0,33 und ab dem dritten Jahr der 5. RP 0. Somit verkürzt sich der Zeitraum zur Umsetzung der Kostensenkungsvorgaben von bisher formal 5 Jahren und praktisch 4 Jahren auf dann formal 3 Jahre und praktisch 2 Jahre.

Vorbereitung

Die Modelle zur Planung der Erlösberggrenze über die nächsten fünf Jahre müssen zumindest bzgl. des Abbaupfads angepasst werden, da die Änderung schon ab 2028 beim Gas bzw. 2029 beim Strom wirksam wird. Wenn ein Unternehmen eine Langfristplanung durchführt, die mehr als fünf Jahre umfasst, sollte die Dauer der Regulierungsperiode ab dem Jahr 2033 bei Gas bzw. 2034 bei Strom auf drei Jahre reduziert werden.

Inflationsausgleich und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (VPI / Xgen)

Anders als bisher erhalten die Netzbetreiber in der EOG einen Inflationsausgleich nur noch für die OPEX. Dieser Inflationsausgleich wird durchgeführt, indem die OPEX mit dem Quotienten aus dem VPI des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres vor dem Jahr, für das die EOG kalkuliert wird, und dem VPI des Basisjahres multipliziert werden. Von diesem VPI wird der entsprechend kumulierte Xgen abgezogen. Die Kapitalkosten werden dagegen nicht mehr mit der Differenz aus Verbraucherpreisindex und Xgen multipliziert.

Bei der Bestimmung des Auf- bzw. Abschlags für die volatilen Kosten werden wie bisher die volatilen Kosten des Basisjahres von denen des Jahres abgezogen, für das die EOG bestimmt wird. Von den volatilen Kosten des Basisjahres wird aber die Fortschreibung über den VPI und Xgen wieder abgezogen (RAMEN, Tenorziffer 4.3).

Die Ermittlung des VPI-Effekts erfolgt anders als bisher nicht alleinig mittels des gesamten VPI, sondern über die Summierung der VPI-Effekte über die einzelnen Produktinflatoren (RAMEN Strom, Tenorziffern 4.3 und 6.1 sowie Randziffern 1026 – 1028 bzw. RAMEN Gas, Tenorziffern 4.3 und 6.1 sowie Randziffern 881 – 883).

Vorbereitung

Die Modelle zur EOG-Planung über die nächsten fünf Jahre müssen angepasst werden, da die Änderung schon ab 2028 beim Gas bzw. 2029 beim Strom wirksam wird.

OPEX-Anpassung

Die Erlösobergrenze kann bei allen StromVNB (Vereinfachtes Verfahren und Regelverfahren) in der 5. RP angepasst werden, um Steigerungen der operativen Kosten (OPEX) abzubilden. Ändern sich beim Netzbetreiber die Vergleichsparameter aus dem Effizienzvergleich, werden die OPEX um die effizienten Kosten dieses Parameters angepasst. Als effiziente Kosten werden die Koeffizienten der Parameter aus der SFA angesetzt. Die effizienten Kosten werden mit dem VPI und dem Xgen des Jahres fortentwickelt, für das die EOG geplant wird. Die effizienten Kosten werden den unternehmensindividuellen OPEX-Anteilen angepasst (RAMEN Strom, Tenorziffer 3.2.). Eine Anpassung der zulässigen Erlöse für Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und für volatile Kosten erfolgt nicht.

Vorbereitung

Die Modelle zur EOG-Planung über die nächsten fünf Jahre können angepasst werden, da die OPEX-Anpassungen bereits ab 2029 wirksam werden können. Da weitere Details und die genaue Ausgestaltung der OPEX-Anpassung in einer gesonderten Festlegung geregelt werden, sollte die Planung einer OPEX-Anpassung in der 5. RP unter Abwägung von Chancen und Risiken erfolgen.

Kapitalkostenermittlung

Die RAMEN-Festlegungen, die Methodenfestlegungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF und GasNEF) und die Methodenfestlegung zur Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes umfassen veränderte Regelungen zur Bestimmung der Kapitalkosten.

Vorgaben der StromNEF und GasNEF

- Die Altanlagen werden mit Erlöswirkung ab 2028/2029 auf das Konzept der Realkapitalerhaltung umgestellt.
- Die kalk. Abschreibungen von Anlagenzugängen ab 2028/2029 basieren zum Teil auf neu eingeführten Anlagengruppen sowie auf veränderten kalk. Nutzungsdauern.
- Es gibt mehrere Veränderungen bei der Bestimmung der reg. Verzinsungsbasis:
 - Sie wird bezüglich der Zuschüsse auf den so genannten Nettoansatz umgestellt.
 - Das anerkennungsfähige Umlaufvermögen wird zukünftig einheitlich geregelt.
 - Die sog. Mehrfachverzinsung von AiB entfällt zukünftig für alle Netzbetreiber.
 - Übrige Bilanzposten (z. B. Rückstellungen) sind nicht mehr Gegenstand der regulatorischen Verzinsungsbasis.
- Zinsaufwendungen und Zinserträge der handelsrechtlichen GuV sind zukünftig (mit Ausnahme der Versorgungsleistungen) kalkulatorisch ohne Bedeutung.
- Für Strom-VNB ist im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags ein Zinsbonus vorgesehen, dessen Ermittlungsmethode durch die StromNEF geregelt wird.

- Die kalk. Gewerbesteuer wird zukünftig nur noch auf das Produkt aus 40 % der reg. Verzinsungsbasis nach Abzug der kalk. Restbuchwerte für Zuschüsse und dem Eigenkapitalzins als Teil des WACC bezogen.
- Für Anlagen, deren Inbetriebnahme vor dem 01.01.2029 (Strom) erfolgte, sind die ursprünglich gewählten Nutzungsdauern fortzuführen.

Vorbereitung

Grundsätzlich gilt, dass vorstehende Neuregelungen in den internen Plansystemen abzubilden sind. Darüber hinaus gilt:

- Die Netzbetreiber sollten in der Lage sein, die von der Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung ermittelten kalk. Restbuchwerte für Altanlagen selbst ermitteln und überprüfen zu können.
- Das Regulierungsmanagement des Netzbetreibers sollte sich bzgl. neuer Anlagengruppen mit dem Anlagenmanagement abstimmen, so dass die neuen Anlagengruppen ab 2028/2029 buchhalterisch und kalkulatorisch reibungslos abgebildet werden.
- Die Netzbetreiber sollten prüfen, ob seine Buchungen im Zinsergebnis (Ausnahme Zinsen für Versorgungsleistungen) auf Wahlrechten basieren. In Abhängigkeit davon, ob er die Zinskosten und Zinserlöse zum Gegenstand der Kostenprüfungen und zum Teil der EOG machen möchte, wäre die Ausprägung seines bisherigen Wahlrechts zu überprüfen und ggf. zu ändern.
- Zuschüsse gehen zukünftig anteilig zulasten der Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers. Es sollte daher – unter Berücksichtigung der durch Zuschüsse vermiedenen Netzausbaukosten – zwischen der Finanzierung durch Zuschüsse und dem damit verbundenen Zinsbonus einerseits und einer ggf. möglichen verzinslichen Fremdfinanzierung abgewogen werden.
- Für im Strom und Gas gemeinsam genutzte Anlagengüter ist zu prüfen, ob die Nutzungsdauern der Anlage 1 Strom grundsätzlich anzusetzen sind und ggf. für Neuanlagen bereits ab 2026 angewandt werden sollten.

Neuerungen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis, der Verzinsung und der kalkulatorischen Gewerbesteuer

Anlagen, die vor 2006 aktiviert wurden (sogenannte Altanlagen), werden mit Erlöswirkung ab 2028 im Gas bzw. ab 2029 im Strom von der bisherigen Nettosubstanzerhaltung in die Realkapitalerhaltung überführt. Dazu erfolgt die Bestimmung der kalkulatorischen Restbuchwerte im Basisjahr 2025/2026 zu 40 % auf Basis von Tagesneuwerten und zu 60 % auf Basis von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die zukünftigen kalkulatorischen Restbuchwerte werden dann auf dieser 2025er/2026er-Basis über die kalkulatorische Restnutzungsdauer fortentwickelt, ohne dass eine weitere Indexierung erfolgt. Für diejenigen Anlagen, die ab 2006 aktiviert wurden (sogenannte Neuanlagen), werden die kalkulatorischen Restbuchwerte vollständig auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Die wie vorstehend ermittelten kalkulatorischen Restbuchwerte gehen in das betriebsnotwendige Vermögen ein.

Zu diesen kalkulatorischen Restbuchwerten werden die Mittelwerte aus den handelsrechtlichen Anfangs- und Endbeständen an Vorräten des jeweiligen Basisjahres sowie eine Pauschale für das Umlaufvermögen in Höhe von 1/24 der genehmigten Netzkosten des Basisjahres addiert. Abgezogen werden die kalkulatorischen Restbuchwerte an Baukostenzuschüssen (BKZ), Netzanschlusskostenbeiträgen (NAKB) und Investitionszuschüssen. Die so ermittelte regulatorische Verzinsungsbasis wird mit einem Mischzins (EK-Zinssatz, gewichtet mit 40 % und FK-Zinssatz, gewichtet mit 60 %) multipliziert. Der EK- und der FK-Zinssatz werden von der BNetzA festgelegt. Zusammengefasst erfolgt die Kapitalverzinsung (WACC) nach der folgenden Formel:

Pauschale Kapitalverzinsung:

$$\begin{aligned} & [\text{kalk. Restbuchwerte Anlagevermögen} + \text{Vorräte gem. Bilanz} + \\ & \quad \text{Pauschale Umlaufvermögen (1/24)} - \\ & \quad \text{kalk. Restbuchwerte von BKZ/NAKB, Investitionszuschüsse}] * \text{Mischzins} \end{aligned}$$

In der so ermittelten kalkulatorischen Verzinsung muss der Zins für die Pensionsrückstellungen aktualisiert werden. Hierzu wird aus den kalkulatorischen Kapitalkosten der Zinsaufwand für Pensionsrückstellungen herausgenommen, der sich aus einer Multiplikation des FK-Zinses mit den Pensionsrückstellungen ergibt. Er wird ersetzt durch den Zinsaufwand, der sich ergibt, indem die Pensionsrückstellungen mit dem Zinssatz aus Rückstellungsabzinsungsverordnung multipliziert werden.

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wird nur noch für den Anteil der Kapitalverzinsung ermittelt, der sich aus den 40 % des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ergibt, die mit dem Eigenkapitalzinssatz multipliziert werden. (RAMEN Strom und Gas, Tenorziffern 5.2 – 5.3 und 7.5, NEF-Strom und Gas, Tenorziffern 8, 10 und 12).

Auf die ab 2029 vereinnahmten Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse beim Strom darf jeweils über 5 Jahre ein Zinsbonus von 25 % der Zuschüsse multipliziert mit dem Mischzins angesetzt werden (NEF-Strom, Tenorziffer 11).

Vorbereitung

Die Berechnung der Kapitalverzinsung in den Kalkulationsmodellen für die Ermittlung des Ausgangsniveaus für die 5. RP muss angepasst werden. Da das Ausgangsniveau der Basisjahre 2025 und 2026 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze der Jahre ab 2028 beim Gas bzw. 2029 beim Strom hat, muss die Abschätzung der Kapitalkosten für die in der EOG-Planung angesetzten Ausgangsniveaus ebenfalls angepasst werden.

Vorgaben der Methodenfestlegungen zur Ermittlung der Kapitalverzinsung

Die BNetzA wird vor der 5. RP für Strom- und Gas-VNB jeweils einen WACC mit einer pauschalen kalk. Eigenkapitalquote von 40 % festlegen.

- Beim EK-Zins als Teil des WACC
 - stellt die BNetzA beim risikofreien Zins auf Euroraum-Staatsanleihen mit AAA-Länderrating oder deutsche Staatsanleihen als Referenzzinsreihe ab, die in einer separaten Einzelfestlegung bestimmt werden. Sowohl für Bestands- als auch Neuinvestitionen wird das arithmetische Mittel der letzten 5 Jahreswerte bestimmt (Da die Anzahl der einzubeziehenden Jahre der Länge der Regulierungsperiode entspricht, werden bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes für die 6. RP voraussichtlich nur noch 3 Jahreswerte berücksichtigt.);
 - erfolgt die Gewichtung der Marktrisikoprämie (Ermittlung auf Basis historischer Überrenditen) als Bestandteil des Wagniszuschlags ausschließlich auf einem arithmetischen Mittel.
- Beim FK-Zins als Teil des WACC
 - hat die BNetzA im Rahmen der Einzelfestlegungen einen neuen Referenzindex zu bestimmen;
 - wird dann das arithmetische Mittel der letzten 7 Jahreswerte unter Berücksichtigung von pauschalen Gewichtungsoptionen bestimmt;
 - werden VNB-individuelle Fremdkapitalzinssätze zukünftig weder geprüft noch anerkannt.

Vorbereitung

Grundsätzlich gilt, dass vorstehende Neuregelungen in den internen Plansystemen abzubilden sind. Darüber hinaus gilt:

- Die Netzbetreiber haben infolge der pauschalen kalk. EK-Quote im WACC und der Nichtberücksichtigung individueller FK-Zinsen neue Finanzierungsoptionen. Diese sollten überprüft und die vorhandene Finanzierungsstrategie ggf. angepasst werden.
- Der noch zu bestimmende Referenzindex für den Fremdkapitalzins umfasst keine Nebenkosten der Fremdfinanzierung (z. B. Bereitstellungsgebühren, Avalentgelte). Die Netzbetreiber sollten die Grundlage dafür schaffen, dass diese Nebenkosten über das so genannten reg. Budgetprinzip EOG-wirksam werden können. Dazu müssen sie in der GuV der Netzbetreiber außerhalb des Zinsergebnisses im besten Fall ausgewiesen und im Rahmen der Kostenanzeige für die Kostenprüfungen notfalls mittels Hinzurechnung geltend gemacht werden.

Vorgaben der RAMEN-Festlegung zur Dynamisierung von Kapitalkosten

- Kosten und Erlöse aus Versorgungsleistungen sind KA_{nEu} . Diese umfassen bei den Kapitalkosten:
 - Handelsrechtliche Zinsaufwendungen und Zinserträge;
 - Der Anteil des betriebsnotwendigen Vermögens, welcher mittels Rückstellungen für Versorgungsleistungen finanziert wurde, wird innerhalb der Regulierungsperiode beim Fremdkapitalzins als Teil des WACC nicht mit dem pauschalen Fremdkapitalzins laut WACC-Festlegung, sondern mit dem Diskontierungszins für Versorgungsrückstellungen verzinst.

- Beim Kapitalkostenabzug
 - bleiben Vorräte und sonstiges Umlaufvermögen des Ausgangsniveaus zukünftig unverändert,
 - wird der Auflösungsbetrag für BKZ und NAKB bis einschließlich des Basisjahres berücksichtigt.
- Beim Kapitalkostenaufschlag
 - wird der Auflösungsbetrag für BKZ/NAKB nach dem Basisjahr berücksichtigt;
 - können Strom-VNB den Zinsbonus ansetzen;
 - wird es einen über die Regulierungsperiode konstanten EK-Zins geben.

Vorbereitung

Grundsätzlich gilt, dass vorstehende Neuregelungen in den internen Plansystemen abzubilden sind. Darüber sollten die Netzbetreiber die drei Komponenten der Versorgungsleistungen erheben und ermitteln können:

- Operativer Aufwand/Ertrag aus den Erfüllungsverpflichtungen;
- zugehörige Zinsanteile;
- Korrekturgröße der Verzinsung über den WACC im Rahmen der KA_{nEu} .

Besonderheit beim Kapitalkostenabzug Gas

Der Kapitalkostenabzug beim Erdgas umfasst Änderungen aus Abschreibungsmodalitäten sowie tatsächliche und erwartete Kosten, Erlöse und Erträge aus Anlagenabgängen sowie Teilnetzübergängen nach dem Basisjahr. Der Kapitalkostenabzug muss jährlich zum 30.06. für das Folgejahr angezeigt werden (RAMEN Gas, Tenorziffern 9.5 – 9.7).

Im Hinblick auf die Abschreibungsmodalitäten besteht der durch die Festlegung KANU 2.0 definierte Handlungsspielraum zukünftig weiterhin. Zusätzlich kommen nun auch die Passivposten aus Netzanschlussbeiträgen, Baukosten- und Investitionszuschüssen.

Vorbereitung

Die Modelle zur Planung der Erlösobergrenze über die nächsten fünf Jahre müssen angepasst werden, da die Änderung schon ab 2028 beim Gas wirksam wird. Dies umfasst insbesondere auch eine Änderung der Abschreibungsmodalitäten im Rahmen des in der Gas-NEF vorgegebenen Spielraums sowie eine entsprechend angepasste Auflösung der Netzanschlussbeiträge, Baukosten- und Investitionszuschüsse.

Es müssen Prozesse etabliert werden, die eine jährliche Aufbereitung des Bestands an kalkulatorischem Sachanlagevermögen sowie an weiteren Sachanlagevermögen ermöglichen. Diese müssen insbesondere auch die Abgänge von Gegenständen sowie die damit verbundenen kalkulatorischen Buchverluste und -gewinne beinhalten.

Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

Die bisher als dauerhaft nicht beeinflussbar klassifizierten Kostenarten, die aus dem Effizienzvergleich herausgenommen wurden, werden in den RAMEN-Festlegungen deutlich reduziert und in KA_{nEu} umbenannt. Zu den KA_{nEu} gehören nur noch die vorgelagerten Netzkosten, Kosten für Versorgungsleistungen, die auf betrieblichen und tarifvertraglichen Regelungen beruhen, sowie Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber entstehen, weil er nach dem Messstellenbetriebsgesetz (§3, Abs. 1 S. 3-6 i.V.m. § 7 bzw. § 36 und § 30) einen Anteil der Preisobergrenze für intelligente Messsysteme und Steuerungseinrichtungen an einer Messstelle bezahlen muss (RAMEN Strom, Tenorziffer 7.5).

Beim Gas kommen Aufwendungen für die Zuführung zu Rückstellungen für die Stilllegungen und den unvermeidbaren Rückbau von Gasnetzen dazu (RAMEN Gas, Tenorziffer 7.6). Die BNetzA hat hierzu ein separates Festlegungsverfahren mit dem Namen "BRÜCKEN" eingeleitet.

Soweit im Unternehmen zur Gewährung von Versorgungsleistungen Rückstellungen gebildet wurden bzw. werden, sind die hieraus resultierenden Zinsaufwendungen und -erträge zwingend im Ansatz der KA_{nEu} mit zu berücksichtigen.

Vorbereitung

Die Ermittlung der KA_{nEu} muss bei der Ermittlung der Daten für die Meldung des Ausgangsniveaus und bei der Ermittlung der Erlösobergrenze angepasst werden.

Vereinfachtes Verfahren

Der Schwellenwert für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren beruht nicht mehr auf der Anzahl der mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden, sondern auf der angepassten Erlösobergrenze. Der Schwellenwert soll so bestimmt werden, dass beim Strom 90 % des durch die angepassten Erlösobergrenzen der Netzbetreiber, bereinigt um vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte, abgedeckten Marktes im Regelverfahren sind, während der Schwellenwert im Gas bei 84 % liegen soll. Nach Angaben der BNetzA ergeben sich nur geringfügige Veränderungen bei der Anzahl Netzbetreiber, die nicht zur Teilnahme am Vereinfachten Verfahren berechtigt sind.

Im Vereinfachten Verfahren entfällt die bisherige dnbK-Pauschale in Höhe von 5 % des Ausgangsniveaus. Stattdessen erfolgt ein Einzelnachweis der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), nach den Vorgaben der Festlegungen RAMEN Strom und RAMEN Gas (Tenorziffern 16.1 – 16.6).

Vorbereitung

Der **Schwellenwert** für die 5. RP für VNB-Gas beträgt **5.920.892,00 Euro**.

Der **pauschale Effizienzwert** für die 5. RP für VNB-Gas beträgt **95,19 %**.

Der Schwellenwert und der pauschale Effizienzwert für VNB-Strom werden im Januar 2027 veröffentlicht.

Netzbetreiber, deren angepasste EOG des Basisjahres (ohne vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte) unterhalb des Schwellenwertes liegt, können eine Teilnahme am Vereinfachten Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode beantragen.

Der **Antrag ist bis 31. März 2026 für Gas und bis 31. März 2027 für Strom** zu stellen.

Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren müssen für die Datenerhebung zum Ausgangsniveau und die EOG-Planung ab den Jahren 2028 Gas bzw. 2029 beim Strom die KA_{nEu} nach den Vorgaben der Festlegungen RAMEN Strom und RAMEN Gas ermitteln.

Pachtverhältnisse

Tenorziffer 5 der Gas-/StromNEF trifft Vorgaben für Pachtverhältnisse für Netzanlagen. Zukünftig sollen die Kosten für Anlagengüter in jenem Maße anerkennungsfähig sein, "wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlage wäre". Dies bedeutet, dass für gepachtete Anlagengüter vom Netzbetreiber immer die vollen Kapitalkosten geltend gemacht werden können. OPEX kann der Verpächter hingegen zukünftig nur noch geltend machen, wenn diese einen unmittelbaren Bezug zu den gepachteten Anlagengütern haben. Als prägnantes Beispiel hierfür wird wiederholt die für verpachteten Grundstücke anfallende Grundsteuer genannt. Dies bedeutet im Ergebnis, dass ein Minimalabgleich zwischen den nach Gas-/StromNEF ansatzfähigen Kosten und der tatsächlich verrechneten Pacht nicht mehr erfolgt.

Wie oben beschrieben, wurden im Rahmen des NEST-Prozesses die Regeln zur Ermittlung der Kapitalkosten grundlegend überarbeitet, dies gilt auch für die anerkennungsfähigen Kapitalkosten des Verpächters. Der VKU empfiehlt deshalb, bestehende Pachtverträge auf einen möglichen Anpassungsbedarf zu prüfen. Der VKU bietet Betreibern von Pachtmodellen die Möglichkeit zum Erfahrungsaustausch.

Vorbereitung

Im Hinblick auf die anstehenden Kostenprüfungen zu den Basisjahren 2025 und 2026 sollten Verpächter genau prüfen und darlegen können, dass die geltend gemachten Kosten im Zusammenhang mit Überlassung des Pachtgegenstands stehen.

Bestehende Pachtverträge sollten darauf geprüft werden, ob in Folge der NEST-Festlegungen Anpassungen erforderlich sind.

Ausblick

Die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA hat weitere Festlegungen und jeweilige Konsultationsprozesse angekündigt bzw. führt aktuell durch:

- Ausgestaltung der Regelung zur OPEX-Anpassung (RAMEN Tenorziffer 3.2);
- Regelungen zur Abbildung von Redispatchkosten im Effizienzvergleich der Höhe nach;
- Die Festlegungsentwürfe zu Qualitätselement und Energiewendekompetenz werden bis Februar 2026 konsultiert und anschließend veröffentlicht.

- Festlegungsverfahren zu Berücksichtigung von Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau im Gas

Die Netzbetreiber sollte die hiermit verbundenen Unsicherheiten bei den Chancen und Risiken ihrer Planung berücksichtigen.

Rechtsschutz

Die am 10. Dezember 2025 veröffentlichten BNetzA-Festlegungen ergehen gegenüber Strom- bzw. Gasnetzbetreibern und sind damit Verwaltungsakte in Form einer Allgemeinverfügung (vgl. § 35 Satz 2 VwVfG). Es handelt sich hierbei um Entscheidungen der Regulierungsbehörde, gegen die **Beschwerde zum OLG Düsseldorf** eingelegt werden kann (vgl. § 75 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Die Festlegungen erlangen **Bestandkraft** gegenüber den Festlegungsadressaten, die keine Beschwerde hiergegen einlegen. Das bedeutet, dass diese Unternehmen an die Festlegungsvorgaben gebunden sind und diese nicht mehr „direkt“ gerichtlich überprüfen lassen können.

Allerdings bestimmt **§ 75 Abs. 3a EnWG**, dass in einem Beschwerdeverfahren gegen eine Entscheidung der Regulierungsbehörde nach § 29 Absatz 1 EnWG die Rechtmäßigkeit einer vorausgegangenen Festlegung, die in die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur nach § 59 Absatz 3 Satz 3 EnWG fällt, **auch nach Ablauf der für diese Festlegung geltenden Beschwerdefrist** nach § 78 Absatz 1 Satz 1 EnWG **inzident überprüft werden** kann, **soweit die Entscheidung der Regulierungsbehörde auf dieser Festlegung beruht**. Dies gilt nicht für Entscheidungen der Regulierungsbehörde nach den §§ 30, 31, 65 und 94 EnWG.

Unter die in § 75 Abs. 3a EnWG genannten **Entscheidungen der Regulierungsbehörde** können laut amtlicher Gesetzesbegründung solche einer Beschlusskammer der Bundesnetzagentur oder von Landesregulierungsbehörden fallen, die eine **Festlegung der Großen Beschlusskammer Energie präzisieren** oder diese gegenüber dem einzelnen Netzbetreiber **umsetzen**. Auf Grundlage der neuen Regelung könne die Beschwerde auch auf rechtliche und tatsächliche Gesichtspunkte gestützt werden, deren Beurteilung eine inzidente Prüfung der Rechtmäßigkeit einer vorausgegangenen Festlegung im Sinne des § 59 Absatz 3 Satz 3 oder 4 EnWG erforderlich macht. Dies gelte auch dann, wenn der Betroffene die für die letztgenannten Festlegungen geltende Beschwerdefrist des § 78 Absatz 1 Satz 1 EnWG zum Beispiel mangels ersichtlicher materieller Betroffenheit verstreichen ließ, ohne Beschwerde einzulegen.

Das bedeutet, dass die in den am 10. Dezember 2025 veröffentlichten **Festlegungen** der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur enthaltenen Vorgaben **im Rahmen von Beschwerden gegen (zukünftige und) auf den eine dieser Festlegungen beruhenden Festlegungen der Bundesnetzagentur inzident überprüfbar** sind – auch wenn gegen die am 10. Dezember 2025 veröffentlichten Festlegungen der Großen Beschlusskammer keine Beschwerde eingelegt wurde und diese daher gegenüber den Beschwerde führenden Unternehmen bestandskräftig geworden sind.

Hierdurch solle laut amtlicher Gesetzesbegründung eine **Situation abgewendet werden, in der gegen eine Festlegung der Großen Beschlusskammer Energie bereits vorsorglich vielzählige Beschwerden eingelegt werden und eine sachgerechte gerichtliche Überprüfung auch in dem Zeitpunkt ermöglicht werden, in dem sich eine Beschwerde der Betroffenen gegebenenfalls näher konkretisiert.**

Hintergrund

Der durch das am 23.12.2025 in Kraft getretene [Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften](#) neu eingeführte § 75 Abs. 3a EnWG ist eine Folge des Urteils des EuGH vom 2. September 2021 zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde I Rs. C-718/18 und seiner Umsetzung durch den deutschen Gesetzgeber. Dieser hatte im Rahmen des [Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften](#) das schrittweise Außerkrafttreten u. a. der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung sowie der Anreizregulierungsverordnung spätestens Ende des Jahres 2028 beschlossen. Diese haben die Netzentgeltregelungen des Energiewirtschaftsgesetzes bisher normativ konkretisiert.

Eine bundesweit einheitliche Konkretisierung der normativen Vorgaben des Unionsrechts und des Energiewirtschaftsgesetzes wird daher künftig in umfangreicherem Maße als bislang durch Festlegungen der Bundesnetzagentur in ihrer Funktion als unabhängige Regulierungsbehörde erfolgen. Im Rahmen der Gesetzesbegründung wird zutreffend darauf hingewiesen, dass die im Wege von Festlegungen zu treffenden Regelungen zur Fortentwicklung der Netzentgeltregulierung in materieller Hinsicht teilweise an die Stelle der heutigen Vorgaben des Gesetz- und Verordnungsgebers treten werden. Vor dem Hintergrund des unionsrechtlich determinierten Übergangs von einer stärker normativ geprägten auf eine stärker administrativ geprägte Regulierung entstünden auch unter dem Blickwinkel des Rechtsschutzes neue Herausforderungen. Bei einer Festlegung der Großen Beschlusskammer könne es für die Adressaten dieser Vorgaben zunächst offen erscheinen, ob und inwieweit sie in ihren Interessen negativ betroffen sind. Unter Umständen werde sich eine konkrete Beschwerde erst aus dem Zusammenspiel einer Festlegung der Großen Beschlusskammer mit weiteren regulierungsbehördlichen Entscheidungen ergeben, die die vorausgegangene Festlegung der großen Beschlusskammer näher konkretisieren oder im Einzelfall umsetzen.

Die neue Regelung wirke rechtsschutzerweiternd. Sie diene der Gewährleistung eines effektiven Rechtsschutzes gemäß Artikel 19 Absatz 4 Grundgesetz bei gleichzeitiger Vermeidung eines unverhältnismäßigen Aufwands, der im Fall von rein vorsorglich geführten Beschwerdeverfahren gegen sämtliche Festlegungen der Großen Beschlusskammer für die Betroffenen, die Bundesnetzagentur und die Gerichte entstünde. Insoweit entspreche sie auch den Vorgaben des Urteils des EuGH, das eine effektive gerichtliche Kontrolle der Entscheidungen der unabhängigen Regulierungsbehörde verlangt.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: +49 30 58580-195

Mobil: +49 170 8580195

froese@vku.de

Bereich Recht

Viktor Milovanović

Tel: +49 30 58580-135

Mobil: +49 170 8580135

milovanovic@vku.de