

Berlin, 14. März 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF)

Sachstand zu Tenor und Erwägungen GBK-24-02-1#3 (StromNEF) und GBK-24-02-2#3 (GasNEF)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Berlin und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasserförderung und rund ein Drittel der Abwasserentsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhaltsverzeichnis

Allgemeine Anmerkungen	4
Spezifische Anmerkungen	5
I. Tenorentwurf der Festlegungen StromNEF/GasNEF.....	5
1 Anwendungsbereich	5
2 Begriffsbestimmungen.....	5
3 Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung	5
4 Grundsätze der Netzkostenermittlung	7
5 Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter.....	7
6 Dienstleistungen.....	8
7 Aufwandsgleiche Kostenpositionen	9
8 Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung	11
9 Kalkulatorische Abschreibungen	12
10 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung	12
11 Zinsbonus	14
12 Kalkulatorische Gewerbesteuer	18
13 Kostenmindernde Erlöse und Erträge	20
14 Periodenübergreifende Saldierung.....	21
15 Geltung von Verfahrensvorschriften	21
16 Gebühren	21
Anlage 1 StromNEV: Anlagengruppen und Nutzungsdauern	21

Anlage 1 GasNEV: Anlagengruppen und Nutzungsdauern.....	23
II. Europarechtliche Grundlagen.....	23
III. Nationaler Rechtsrahmen	25

Allgemeine Anmerkungen

Die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens StromNEF/GasNEF zu den Grundsätzen und Regelungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für den Strom- und Gasnetzbetrieb erfordert eine klare, konsistente und zweckmäßige Ausgestaltung. Durch die Neufestlegung des Ordnungsrahmens besteht jetzt die Möglichkeit, den richtigen Grundstein für die Zukunft zu legen und auch vereinzelte bekannte Inkonsistenzen (z.B. „Im-Hundert“-Rechnung statt „Vom-Hundert“-Rechnung der GewSt) zu beseitigen. In dem Zusammenhang spricht sich der BDEW für eine Reihe von Grundsätzen aus, die es bei der Ausgestaltung der Methodenfestlegungen StromNEF/GasNEF sowie zur Abgrenzung der Methodenfestlegungen zur Rahmenfestlegung RAMEN und nachgelagerten Einzelfestlegungen zu befolgen gilt.

Grundsätze zur Ausgestaltung der Methodenfestlegungen StromNEF/GasNEF

- › **Abgrenzung der Regelungstiefe:** Die RAMEN-Festlegung sollte keine behelfsmäßigen Normen enthalten oder Spezialfälle regeln, die sich auf die Bestimmung des Ausgangsniveaus beziehen. Diese Aspekte sollten vollumfänglich in den Methodenfestlegungen StromNEF und GasNEF enthalten sein, um eine stringente, widerspruchsfrei kaskadierende Festlegungsstruktur zu wahren. Explizit hinweisen möchten wir auf die teils widersprüchlichen Querbezüge und Inkongruenzen zwischen den Tenorierungen und Erwägungen der Festlegungen RAMEN und StromNEF/GasNEF. In den folgenden Kapiteln dieser Stellungnahme legen wir unterschiedliche Beispiele hierfür dar und regen an, entsprechende Widersprüche zur Sicherstellung eines klaren Regulierungsrahmens zu prüfen und in den Festlegungsentwürfen aufzulösen.
- › **Erfüllungskriterien für die Methodenfestlegungen:** Aus Sicht des BDEW sollten die Festlegungsentwürfe zu StromNEF und GasNEF die nachfolgend aufgelisteten allgemeinen Kriterien erfüllen.
 - **Konsistenz:** Die verwendeten Begriffe sollten im gesamten Festlegungsrahmen sowie in den einzelnen Festlegungen einheitlich geregelt sein. Zudem sollten sie frei von materiellen bzw. inhaltlichen Widersprüchen sein. Der BDEW gibt darüber hinaus zu bedenken, dass Entscheidungen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der StromNEF und GasNEF sorgfältig begründet werden müssen. So gilt der Grundsatz konsistenter Prüfung und Begründung besonders in Fällen von abweichender Auslegung einzelner Sachverhalte der Festlegungen von geltender Rechtsprechung.
 - **Genauigkeit/Eindeutigkeit:** Ambivalenzen sowohl in der Begrifflichkeit als auch der inhaltlichen Ausgestaltung der Normen sind nach Möglichkeit zu vermeiden.

- **Vollständigkeit:** Die Methodenfestlegungen StromNEF/GasNEF sollten den regulatorischen Rahmen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus vollständig regeln. Das heißt, es sollten keine behelfsmäßigen Normen oder Sonderregelungen in der Rahmenfestlegung RAMEN verortet sein. Gleichermaßen sollten konkrete Sachverhalte im Zusammenhang mit der Bestimmung des Ausgangsniveaus nicht in gleicher Weise durch RAMEN sowie der StromNEF oder GasNEF geregelt werden (Doppelung).
- **Eignung für den Zweck/Aktualität:** Der festzulegende Festlegungsrahmen sollte bestmöglich den Anforderungen des gegenwärtigen und zukünftigen Netzbetriebs in der Transformation gerecht werden. Die damit verbundene Eignung für diesen Zweck ist aus Sicht des BDEW eine wichtige Anforderung an den Festlegungsrahmen. Die Neufestlegung der StromNEF/GasNEF darf im Gesamtergebnis nicht zu einer strukturellen Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen.

Spezifische Anmerkungen

I. Tenorentwurf der Festlegungen StromNEF/GasNEF

1 Anwendungsbereich

Der BDEW weist darauf hin, dass aus den bisherigen Ausführungen nicht ersichtlich ist, ob der Anwendungsbereich auch Biogas umfasst. Dies sollte klargestellt werden.

2 Begriffsbestimmungen

Keine Stellungnahme

3 Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung

Der BDEW begrüßt grundsätzlich das Werkzeug der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus als Basis der Erlösobergrenzen. Die entsprechende Datengrundlage sollte dabei so schlank wie möglich ausgestaltet werden, um zusätzlichen Arbeitsaufwand bei Netzbetreibern durch unnötige Bürokratie zu verhindern. So sind beispielsweise Datenquantität und weitere Datenstandards im Zuge der Kostenprüfung kein Selbstzweck, sondern sollten stets dem Ziel dienen, die grundsätzliche Kostenstruktur von Netzbetreibern während der jeweiligen Regulierungsperiode hinreichend genau und datensparsam abzubilden.

Zudem weist der BDEW darauf hin, dass eine zeitliche Fortentwicklung des im Basisjahr ermittelten Kostenniveaus (vgl. Festlegung RAMEN) - mit der Möglichkeit der Anerkennung gesteigerter OPEX-Kosten in der Erlösobergrenze - von zentraler Bedeutung für den Umgang mit den dynamischen Veränderungen in der (Energie-)Wirtschaft ist (vgl. BDEW-Stellungnahme vom 29.02.2024).

Wie eingangs erwähnt, soll RAMEN grundlegende Normen für den neuen Regulierungsrahmen festlegen. Die Methodenfestlegungen Strom/GasNEF soll darauf aufbauend speziellere Normen enthalten, bevor in den Einzelfestlegungen innerhalb der vorgegebenen Grundlagen (RAMEN) und Methoden (hier StromNEF und GasNEF) konkretisierende Festlegungen getroffen werden.

Diese Abfolge stellt eine aus BDEW-Sicht einzuhaltende inhaltliche Kaskadierung dar. Uns ist besonders wichtig darauf hinzuweisen, dass keine allgemeineren Normen eines Sachverhalts in einer Methodenfestlegung definiert werden, während speziellere Normen in der RAMEN-Festlegung festgeschrieben sind. Widersprüche dieser Art gilt es aufzulösen.

Der BDEW verweist nachfolgend auf Tenorziffern von RAMEN, die bereits speziellen Charakter aufweisen und deshalb Gegenstand einer Methodenfestlegung sein sollten:

- › **Tenorziffer 5.** in RAMEN stellt mit **Satz 4 in Tenorziffer 5.1.**, in Verbindung mit den Erwägungen zur Gewerbesteuer bzgl. **Tenorziffer 5.2.** und mit **Tenorziffer 5.4.** spezifizierende methodische Regelungen dar.
- › **Tenorziffer 5.1., Satz 4** in RAMEN beinhaltet eine spezifische Eingrenzung der für die Bestimmung des Ausgangsniveaus anererkennungsfähigen Kosten. Es bleibt zudem unklar, welche Kosten mit „... *damit nicht zusammenhängender politischer Ziele...*“ zu verstehen sind.
- › **Tenorziffer 5.2** in RAMEN: Laut **Erwägung 8.2.** auf **Seite 102** ist im WACC bei der kalkulatorischen Gewerbesteuer der Vom-Hundert-Ansatz anzuwenden. Eine solche Regelung sollte nur Gegenstand der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung sein.
- › **Tenorziffer 5.4.** in RAMEN betrifft Methoden zur Bestimmung des Ausgangsniveaus. In diesem Zusammenhang sind die Aussagen zur methodischen Regelung kostenmindernder Erlöse in RAMEN nicht eindeutig. Die **Erwägungen 8.4.2.** führen aus, dass die kostenmindernden Erlöse bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus spiegelbildlich wie die Betriebsaufwendungen zu behandeln seien. In dem Zusammenhang führt die ergänzende Klarstellung auf **Seite 104** zu missverständlichen Unschärfen. Der BDEW bittet um eine Überprüfung der Klarstellung.

- › Aus Sicht des BDEW sollten kostenmindernde Erlöse und Betriebsaufwendungen dem Grunde nach gleichbehandelt werden. So wie besonders hohe Betriebsaufwendungen mit Einmalcharakter im Basisjahr kürzbar sein können, sollten auch entsprechende kostenmindernde Erlöse betragsmäßig kürzbar sein.
- › Besonders kritisch sieht der BDEW die **Erwägungen 2.1.5.** auf **Seite 40** sowie **6.1.1.8.** auf **Seite 89** in RAMEN. Eine hiermit womöglich skizzierte Methodik zur pauschalen Abberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung stellt ein erhebliches Risiko dar keine angemessene Ausgangsbasis für ein Regulierungsperiode zu erhalten. Der BDEW weist darauf hin, dass eine solche Methodik auch im Fall verkürzter Prüfzyklen unsachgemäß wäre und spricht sich daher gegen eine solche Regelung aus.
- › Die **Erwägungen 8.4.2.** in RAMEN, keine Plankosten anzuerkennen, finden sich bereits in **Tenziffer 3** von StromNEF und GasNEF und können deshalb entfallen.

4 Grundsätze der Netzkostenermittlung

Biogaskostenwälzung

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass die bisherigen Sachstände keine Hinweise bezüglich der Fortentwicklung der aktuell geltenden Regelung zur Biogaskostenwälzung geben - das führt zu einer Regelungslücke, die bereits mit dem Auslaufen der GasNZV ab 2026 entsteht. So legt §20b GasNEV umlagefähige Kosten des Netzbetreibers fest, die sich aus den §§ 34 bis 36 GasNZV ergeben. Diese Verweise laufen jedoch mit außer Kraft treten der GasNZV ab 2026 ins Leere. Der BDEW fordert daher eine Klarstellung seitens der BNetzA, dass die Biogasumlage weiterhin erhoben werden darf. Die Biogasumlage sollte in ihrer jetzigen Ausprägung auch für den Zeitraum ab 2028 Fortbestand haben.

5 Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter

Der BDEW begrüßt die von der BNetzA beabsichtigte Abschaffung des bislang von ihr im Zuge der Auslegung von § 4 Abs. 5 StromNEV/GasNEV praktizierten sogenannten "Minimum-Abgleichs". Hiernach war bisher der geringere Wert anzusetzen, der sich aus dem Vergleich zwischen dem Wert der Gewinn- und Verlustrechnung beim Netzbetreiber (gezahltes Pachtentgelt) und dem geprüften Wert beim Verpächter ergeben hat. Die ausgehend von den handelsrechtlichen Tätigkeitsabschlüssen auf den Erhebungsbögen für die Verpächter basierende Kostenprüfungspraxis ist ausreichend für die Feststellung der anerkennungsfähigen Kosten.

Aus Sicht des BDEW ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass aufwandsgleiche Kosten des Verpächters nur anererkennungsfähig sind, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens stehen. Vor dem Hintergrund der angestrebten Vereinfachung der Regulierungspraxis und Reduzierung des Bürokratieaufwandes fordert der BDEW aber, dass aufwandsgleiche Kosten, die unmittelbar mit der Durchführung der Verpächtertätigkeit und damit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens anfallen, auch weiterhin als aufwandsgleiche Pachtnebenkosten über den Verpächterbogen geltend gemacht und anerkannt werden. Hierzu zählen z.B. Kosten für Geschäftsführer der Verpächtergesellschaften, Kosten für die Jahresabschlussprüfung, Kosten für Betriebssteuern, Beiträge und Gebühren (z.B. IHK, Banken), Versicherungen oder Veröffentlichungspflichten (z.B. Bundesanzeiger). Ein unnötiger Abschluss bzw. Abbildung über separate Dienstleistungsverträge ist hierfür nicht erforderlich und zu vermeiden.

6 Dienstleistungen

Die Anerkennung von, nach kalkulatorischen Vorgaben ermittelten, Kosten konzernverbundener Dienstleister, die sich in der Regel aus Optimierungen betrieblicher Prozesse sowie der Bündelung von Kompetenzen, insbesondere im Bereich der sogenannten Shared Services ergeben, sollen maximal in der Höhe anerkannt werden, wie diese sich aus der Eigenerbringung beim Netzbetreiber ergeben. Damit wird die Kalkulation der Leistungsentgelte auf Basis der StromNEF bzw. der GasNEF auch beim Dienstleister gefordert. Gemäß den Erwägungen der BNetzA zu Tenor 6 soll dies – wie bisher auch – über den sogenannten Dienstleisterbogen und einen Minimumabgleich in der Ermittlung der Netzkosten realisiert werden.

Nach Lesart des BDEW sind damit unverändert sowohl die aufwandsgleichen als auch die kalkulatorischen Kapitalkosten des Dienstleisters bei der Ermittlung der Dienstleistungskosten auf Basis der StromNEF bzw. GasNEF zu berücksichtigen.

Allerdings spricht sich der BDEW dafür aus, dass der weiterhin angedachte Minimumabgleich zwischen nachgewiesenen Kosten des Dienstleisters (geprüfte kalkulatorische Kosten des Dienstleisterbogens) und den tatsächlich verrechneten Kosten entfällt. Die Abrechnung der Leistungen des Dienstleisters gegenüber dem Netzbetreiber erfolgt teilweise periodenversetzt im Folgejahr. Das kann unter Umständen dazu führen, dass beim Dienstleister entstandene Kosten erst im Folgejahr an den Netzbetreiber verrechnet werden und die ausgewiesenen Kosten in der GuV des Netzbetreibers nicht der tatsächlichen Leistungserbringung entsprechen. **Eine Abhängigkeit der Anerkennung von Kosten vom Zeitpunkt der Rechnungslegung und nicht vom Zeitpunkt der Leistungserbringung ist nicht sachgerecht.**

7 Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Inkongruenzen zwischen RAMEN und StromNEF/GasNEF

Der BDEW verweist an dieser Stelle auf Inkongruenzen in der Behandlung einzelner Kostenelemente zwischen den Ausführungen in RAMEN auf der einen und in der StromNEF/GasNEF auf der anderen Seite. So stehen einige Tenorziffern von RAMEN im engen Zusammenhang mit **Tenorziffer 7, Satz 3 und 4 StromNEF und GasNEF** und erscheinen aus Sicht des BDEW in der vorliegenden Form erläuterungsbedürftig. So werden z.B. laut Erwägung **10.6.2.1. zu Tenorziffer 7.5.** in RAMEN Kosten aus Versorgungsleistungen einschließlich Zinsen als $KA_{nEu,t}$ definiert. Auch soll laut Erwägung **10.6.2.5. zu Tenorziffer 7.5.** ein Abgleich von Rückstellungen im Basisjahr mit Fremdkapitalzinsen im WACC erfolgen und ggf. Anpassungen in den $KA_{nEu,t}$ erfolgen.

Der BDEW bitte die BNetzA an dieser Stelle um eine entsprechende Klarstellung der hier aufgezeigten Inkongruenzen zwischen den Ausführungen in RAMEN und StromNEF/GasNEF.

Unkompensierte Anlagenabgänge

Im Zusammenhang mit den Ausführungen der **Tenorziffer 7 GasNEF** wird in **Tenorziffer 9 RAMEN** ein denkbarer methodischer Wechsel zur Berücksichtigung kalkulatorischer Verluste aus Anlagenabgängen beschrieben. Die Erlösobergrenzen der laufenden Regulierungsperiode berücksichtigen schon jetzt in Teilen Anlagenabgänge, die vor oder im letzten Basisjahr angefallen sind.

Im Zuge des beschriebenen Methodenwechsels im Hinblick auf die Berücksichtigung von Anlagenabgängen in der Erlösobergrenze soll zukünftig auf die jeweiligen Abgänge der Jahre der Regulierungsperiode abgestellt werden, also auf die Abgänge ab dem Jahr 2028. Der Methodenwechsel führt daher in den Erlösobergrenzen zu „unkompensierten“ Anlagenabgängen der Jahre 2021 bis 2027.

Daher plädiert der BDEW zum Schließen der „Lücke“ für eine ergänzende Übergangslösung in der 5. Regulierungsperiode. Dies müsste durch ein ergänzendes Element in der 4. Regulierungsperiode nachgeholt werden (ggf. über das Regulierungskonto) oder beispielsweise kann diese Übergangslösung darin bestehen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus sind und nicht in der EOG für die 5. Regulierungsperiode durch BVG_0 eliminiert werden. Ein ähnliches Zusatzglied in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 temporär eingeführt werden.

Durchlaufende Posten

Die vorgeschlagene Behandlung durchlaufender Posten, insbesondere bei den Umlagen und der Konzessionsabgabe, ist grundsätzlich zu begrüßen und nachvollziehbar.

Dass die BNetzA aber weiterhin Anerkennungsmöglichkeiten von Sondersachverhalten vorsieht, ist dabei unabdingbar. Eine Reihe von Sachverhalten gleichen sich aufwands- und ertragsseitig aus und können somit auf lange Sicht als durchlaufende Posten gesehen werden. Hierbei handelt es sich insbesondere um energiewirtschaftliche Themen wie Umlagen oder Konzessionsabgaben und auch Teile des Differenzbilanzkreises. In der Vergangenheit haben sich jedoch auch Situationen ergeben, die unerwartet hohe Kosten für Netzbetreiber verursacht haben, wie zum Beispiel aufgrund von Bilanzkreiskündigung – als Stichwort ist hier Stromio zu nennen, reBAP-Preisspitzen und Aufwendungen für Ausgleichsenergie aus der Stromvermarktung. So wurden zum Beispiel die Kosten durch die Bilanzkreiskündigung Stromio von der BNetzA anteilig im Ausgangsniveau anerkannt.

Bei der Ausgleichsenergie sind, angesichts eines zunehmend dynamischen und individualisierten Verbrauchsverhaltens, Mengenprognosen und deren Abbildung in Profilen heute deutlich erschwert. Um die sich daraus ergebenden Ausschläge zu reduzieren, steuern Netzbetreiber schon zunehmend mit netzbetreiberspezifischen Profilen gegen. Vielmehr als die Mengen sind jedoch die Preise ursächlich für die zunehmenden Ergebniseffekte. Hintergrund ist, dass die Mengen durch die Bestandteile (Differenzbilanzkreisaggregat, Ausgleichsenergie, Mehr-Minderungenabrechnung, energetischer Ausgleich) zwar ausgeglichen werden können, sich jedoch durch die Preisgestaltung für Ausgleichsenergie systematisch dauerhaft Kosten einstellen. Im Ergebnis wird dadurch eine Kilowattstunde erlös- u. aufwandsseitig unterschiedlich bepreist. Hierdurch ergibt sich strukturell und dauerhaft ein negativer Effekt für den Netzbetreiber, der nicht im zeitlichen Verlauf ausgeglichen wird.

Zinsaufwendungen und -erträge

In ihren **Erwägungen zu Tenor 7** weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass im Rahmen eines ganzheitlichen WACC-Modells Zinsaufwendungen und -erträge nicht unternehmensindividuell in Ansatz zu bringen sind. **Satz 4** stelle in diesem Zusammenhang klar, dass durch spezifische Anpassungsmechanismen in der Festlegung RAMEN auch Konstellationen denkbar sind, in denen bestimmte Kosten (hier bestimmte Fremdkapitalzinsen) trotz des WACC-Ansatzes dennoch im Rahmen anderer Anpassungen der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können. **Diesbezüglich bittet der BDEW die Bundesnetzagentur um Einordnung ihrer Sichtweise bzw. um weitere Erläuterung der in Rede stehenden denkbaren Konstellationen.**

Tenor 10 sieht die Einführung einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate) vor. Es ist insofern zu erwarten, dass es mittels der entsprechenden, noch zu tenorierenden Methodenfestlegung zu einem pauschalen WACC-Ansatz für alle Verteilernetzbetreiber kommen wird. Ein netzbetreibereinheitlicher WACC – so das Verständnis des BDEW aus den bisherigen Expertenanhörungen mit der BNetzA – hat die Fremdkapitalzinsaufwendungen vollständig abzudecken. Dies ist einem WACC-Ansatz immanent und international übliche Regulierungspraxis. Auch deckt ein WACC Fremdkapitalzinsaufwendungen für zinstragende Rückstellungen grundsätzlich ab.

In seinen Ausführungen vom 30. August 2024 zum BNetzA-Eckpunktepapier „Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)“ vom 19. Juli 2024 hatte der BDEW zugestimmt, dass eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen insb. für Pensionen im WACC-Modell konzeptionell grundsätzlich nicht vorgesehen sei, da das Zinsergebnis nicht betrachtet werde. Bei der Bewertung von Pensionsrückstellungen im Rahmen des Jahresabschlusses ist aber zwischen der regulären Aufzinsung und Bewertungs- bzw. Zinsänderungseffekten zu unterscheiden. Während der reine Aufzinsungsaufwand wie alle sonstigen Zinsaufwendungen für Fremdkapital durch den pauschalen Fremdkapitalkostensatz im WACC-Modell abgedeckt wird, werden die Bewertungsunterschiede der Pensionsrückstellungen aus der Änderung des Diskontierungszinssatzes durch diesen pauschalen Ansatz nicht erfasst. Hieraus können erhebliche Ergebnisrisiken für die Netzbetreiber entstehen.

Der BDEW bekräftigt daher seinen Vorschlag, dass sich Netzbetreiber im Zuge der Umstellung auf ein WACC-Modell einmalig festlegen können, wie sie in der handelsrechtlichen Bilanz mit passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen umgehen. Konkret sollte die Option bestehen entweder im Anzeigeverfahren die resultierenden Aufwendungen und Erträge aus der regelmäßigen Neubewertung der Pensionsrückstellungen (betrifft nur Bewertungs-/Zinsänderungseffekte) weiterhin aufwandsgleich über die Netzkosten bzw. als zukünftige KA_{nEu} anzuerkennen oder diese Effekte in den Netzkosten gänzlich unberücksichtigt zu lassen.

Dieser Vorschlag stellt aus Sicht des BDEW eine in den Erwägungen zu **Tenor 7 Satz 4** angelegte denkbare Konstellation dar, die die Festlegung eines einheitlichen WACCs für alle Netzbetreiber ermöglicht und zugleich die Abbildung dieses Ansatzes außerhalb der WACC-Kalkulation erlaubt.

8 Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

Keine Stellungnahme

9 Kalkulatorische Abschreibungen

Die grundlegende Systematik der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen bleibt erhalten. **Der BDEW begrüßt ausdrücklich dieses Vorgehen, doch sieht in einzelnen Punkten Handlungsbedarf.**

Gemäß dem vorliegenden Entwurf der Festlegung StromNEF ist beabsichtigt, die Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 ab dem 01.01.2029 anzuwenden. Aus Sicht des BDEW ist die Einführung der neuen digitalen Anlagengruppen kurzfristig notwendig und umsetzbar. Entsprechende Anlagen befinden sich derzeit schon im Einsatz und werden in den kommenden Jahren verstärkt eingesetzt werden. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass eine Berücksichtigung solcher Anlagen bereits ab der 4. Regulierungsperiode stattfindet.

Zudem sollten Umbuchungen im Anlagevermögen nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Mit der Einführung neuer Anlagengruppen für digitale Technik sollte den Netzbetreibern eine initiale Umbuchung entsprechender Anlagegüter ermöglicht werden. Die Ausstattung mit digitaler Steuerungstechnik wird in den kommenden Jahren deutlich steigen, sodass die geplante Einführung der neuen Anlagengruppen zum 01.01.2029 einen Teil der betroffenen Anlagen nicht berücksichtigt.

Alternativ könnte die Einführung der neuen Anlagenklassen für alle die 4. Regulierungsperiode betreffenden Anträge, deren abschließende Prüfung im Rahmen des Regulierungskontos noch nicht abgeschlossen ist, im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages in Betracht gezogen werden. Im Rahmen von Umbuchungen kann dabei auf das bisherige Vorgehen im Zusammenhang mit Nutzungsdauerwechseln abgestellt werden. Umgebucht wird der jeweilige Restbuchwert des entsprechenden Anlagegutes und dieser wird entsprechend der neuen Restnutzungsdauer abgeschrieben.

10 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

Der BDEW begrüßt prinzipiell die Einführung eines WACC-Kapitalverzinsungsmodells, auch wenn diese Systemumstellung per se nicht zu einer dringend benötigten Verbesserung der Verzinsungsbedingungen führt. Wir begrüßen den zu diesem Themenkomplex bisher geführten intensiven und wichtigen Methodendiskurs im Rahmen vergangener Expertenaustausche. Der BDEW spricht sich für die Fortführung dieser Austauschformate aus, um den komplexen Umstellungsfragen adäquat zu begegnen.

Gemäß **Tenor 10, Satz 3** der vorliegenden Dokumentation wird die Verzinsungsbasis des Ausgangsniveaus vom bisherigen Brutto- (vor Abzug der kalkulatorischen Restbuchwerte für Zuschüsse) auf einen Nettoansatz (nach Abzug der kalkulatorischen Restbuchwerte für Zuschüsse) umgestellt. Diese Veränderung führt - wie bereits mehrfach vom BDEW aufgezeigt - zu einer

Entwertung bereits vorhandenen Vermögens durch verminderte finanzielle Rückflüsse für den Vermögensbestand und damit zu einem **Vertrauensverlust bei Investoren und regulierten Netzbetreibern in die Verlässlichkeit und Kontinuität (der Anreize) im Regulierungsrahmen**, solange keine adäquaten Kompensationsmechanismen für die Umstellung gefunden werden. Der BDEW hat bereits im August 2024 einen sachgerechten und einfach umsetzbaren Lösungsansatz zur Kompensation dieses strukturellen Umstellungsnachteils vorgelegt, der bislang von der BNetzA nicht aufgegriffen wurde.¹

Klarstellend möchten wir noch darauf hinweisen, dass es sich bei den Beständen der Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie den Anschlusskostenbeiträgen stets nur um die Bestände des Netzbetreibers handeln muss. Etwaige, vom Netzbetreiber vereinnahmte, aber sachlogisch anderen Verpächtern zuzuordnende Bestände dieser Positionen sind als Rechnungsabgrenzungsposten nicht Bestandteil der zu berechnenden Verzinsungsbasis des Netzbetreibers. Eine Berücksichtigung dieser Bestände hat demnach bei den Verpächtern zu erfolgen.

Die in **Satz 4, a) bis e)** aufgelisteten Bestandteile zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens sind grundsätzlich sachgerecht. **Bei der konkreten Ausgestaltung besteht aus Sicht des BDEW jedoch noch Anpassungsbedarf:**

- › Bzgl. der pauschalen Berücksichtigung des Umlaufvermögens, wie sie in den **Sätzen 7 und 8** der Tenorierung definiert ist, hat der BDEW bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass als Bemessungsbasis für die pauschale Deckelung des Umlaufvermögens (1/24) anstelle der anererkennungsfähigen Netzkosten konsequenterweise die Umsatzerlöse der regulierten Elektrizitäts- und Gasverteilung bzw. Gasfernleitung entsprechend den Tätigkeitsabschlüssen herangezogen werden müssen. Dies ist nicht nur betriebswirtschaftlich richtig, sondern auch aus Gründen der Vereinfachung und Transparenz des Regulierungsrahmens geboten. In diesem Zusammenhang weisen wir auf die Stellungnahme des BDEW zum Eckpunktepapier „Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)“ vom 30.08.2024 hin. Die dargelegte Kürzung der Berechnungsbasis in **Satz 8** wird von den Netzbetreibern klar abgelehnt. Bei der Umlaufvermögensermittlung ist es die Bundesnetzagentur selbst, die großen Wert auf die Liquiditätsflüsse in Verbindung mit der Netzentgeltabrechnung legt. Dabei finden auch die Kostenbestandteile aus Dienstleistungs- und Pachtverhältnisse in der

¹ BDEW: Stellungnahme zur Bestimmung des Ausgangsniveaus Strom und Gas - BNetzA-Eckpunktepapier „Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)“ vom 19. Juli 2024, Berlin, 30. August 2024, S. 25 f.

Erlösobergrenze Berücksichtigung. Eine Kürzung der Berechnungsbasis um die Kosten aus Verpächter-, Subverpächter- und Dienstleistungsverhältnissen führt zu einer Unterdeckung der, für die Netzentgeltabrechnung erforderlichen, Liquidität. Letztendlich stellt dieses Vorgehen eine Verschlechterung zur bisherigen Praxis dar.

- › Darüber hinaus kritisiert der BDEW weiterhin, dass gemäß **Tenor 10, Satz 6** Restbuchwerte für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen künftig (abweichend zum derzeitigen Regulierungsrahmen) nicht Teil der Verzinsungsbasis sein sollen, wenn im Betrachtungsjahr eine Umbuchung in Fertiganlagen erfolgt ist, obwohl die bislang praktizierte Kalkulationsmethodik auch seitens des BGH höchstrichterlich bestätigt wurde (siehe Beschluss des Kartellsenats vom 10.11.2015 - EnVR 43/14). Eine solche angepasste Regelung stellt eine systematische Schlechterstellung der Netzbetreiber dar, die im Fall von werthaltigen Einzelprojekten signifikante Größenordnungen aufweist. Der Bundesgerichtshof hat die Sachgerechtigkeit der bisherigen Behandlung der Anlagen im Bau im bisherigen Regulierungsrahmen nach StromNEF/GasNEF rechtlich begründet. **Aus der Tenorierung ist aus BDEW-Sicht keine hinreichende Auseinandersetzung ersichtlich, warum diese Gründe bei Einführung von StromNEF und GasNEF nun nicht mehr vorliegen.**

11 Zinsbonus

Der BDEW begrüßt die beabsichtigte Einführung eines Zinsbonus dem Grunde nach. Allerdings sind die Einschränkungen sowohl hinsichtlich der Qualifizierung der Zuschüsse als auch hinsichtlich der Ausprägung der Bonusquote dem mit dem Zinsbonus verfolgten Zweck wenig dienlich. Über die Lenkungswirkungen der Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge und über die Finanzierungswirkung der Investitionszuschüsse sollen Kostensteigerungen aus der Energietransformation begrenzt werden. Der Zinsbonus soll Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber deshalb zur verstärkten Vereinnahmung von Zuschüssen anreizen.

Ein Zinsbonus wird vom BDEW als notwendiges Korrektiv für die gemäß Tenor 10 vorgesehene Regelung zur Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung erachtet.

Abweichend zur bisherigen Bestimmung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis bei der Ermittlung des Kostenausgangsniveaus soll die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung nun nach Abzug und nicht mehr vor Abzug der kalkulatorischen Restbuchwerte für Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse bestimmt werden. Dies impliziert, dass das verzinsliche kalkulatorische Eigenkapital des Ausgangsniveaus im Vergleich zum Status quo der Regulatorik abgesenkt wird. Für bereits vereinnahmte Zuschüsse werden die zukünftig erwartbar geplanten Mittelzuflüsse an die Netzbetreiber reduziert. Dieser quasi

rückwirkende Eingriff – es wird bereits vorhandenes Vermögen entwertet – beschädigt das Vertrauen in die Regulatorik und läuft der Kontinuität der Anreizwirkung im Regulierungssystem zuwider. Auch neu zu vereinnahmende Zuschüsse werden zulasten der Eigenkapitalverzinsung gehen. Die vorgesehene Regelung zur kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung wird im Ergebnis dazu führen, dass die wettbewerblich agierenden Netzbetreiber zukünftige Zuschüsse kritisch überprüfen müssen. Ein Zinsbonus kann dem entgegenwirken. Dazu muss er allerdings anders als in **Tenor 11** ausgestaltet werden.

Netzanschlusskostenbeiträge stellen laut **Tenor 11** keine qualifizierten Zuschüsse dar und werden vom Zinsbonus ausgeschlossen. Netzanschlusskostenbeiträge lenken Kapazitätsnachfragen von Anschlusspetenten; sie vermeiden somit Netzkosten, die ohne Anschlusskostenbeiträge für dann überdimensionierte Anschlussbegehren anfallen würden. Netzanschlusskostenbeiträge sind folglich in ihrer grundsätzlichen Funktion mit Baukostenzuschüssen vergleichbar. Die vorliegende Tenorierung der BNetzA entbehrt einer Begründung, warum Netzanschlusskostenbeiträge für einen Zinsbonus nicht qualifiziert sein sollen. Es mag zwar richtig sein, dass es eine Pflicht der Netzbetreiber zur Vereinnahmung von Netzanschlusskostenbeiträgen gibt und deshalb ein Zinsbonus zur Anreizung von Netzanschlusskostenbeiträgen nicht nötig sei. Allerdings wirken Netzanschlusskostenbeiträge ebenso wie Baukostenzuschüsse senkend auf die Eigenkapitalverzinsung und werden sich damit in den Überlegungen der Netzbetreiber hinsichtlich zukünftiger Baukostenzuschüsse tendenziell negativ auswirken.

Zudem variieren die Kosten für Netzanschlüsse grundsätzlich erheblich in Abhängigkeit von individuellen Leistungsanforderungen, örtlichen Gegebenheiten und weiteren Wünschen der Kunden. Sämtliche Netzkunden werden an den, von ihnen individuell verursachten, Anschlusskosten immer gemäß dem Verursacherprinzip angemessen beteiligt. Dadurch entsteht automatisch eine Lenkungsfunktion durch die Anschlusskostenbeiträge, da jeder Kunde auf nachfolgend aufgelistete, kostentreibende Anschlussparameter (direkt oder indirekt) Einfluss nehmen kann:

- › Benötigte Netzanschlusskapazität (bestimmt auch technische Größe und damit die Kosten des Anschlusses)
- › Gewählte Netzspannungs-Anschlussebene (bestimmend für technischen Aufwand)
- › Benötigte Netzanschlussqualität (Standard oder ggf. individuelle Wünsche, z.B. Anschluss mit Umschaltmöglichkeit/Redundanz oder Ähnliches)
- › Lage des Anschlussobjektes (schon bei der Auswahl der Lokation ist es ratsam im Vorfeld sich über erwartbare Anschlusskosten oder örtlichen Besonderheiten kundig zu machen)

- › Gewünschter Anschlussort/-Raum (Positionierung der Übergabestelle/Eigentumsgrenze, Wahl einer geeigneten Örtlichkeit/Räumlichkeit für Aufstellung/Anbringung des Anschlusses).

In der Praxis kommt es nicht selten vor, dass der Kunde nach dem ersten Anschlussangebot nochmal das Gespräch mit dem Netzbetreiber sucht, um eine für ihn bessere Anschlusslösung zu finden. Somit helfen Anschlusskostenbeiträge, ebenso wie der BKZ, Fehlinvestitionen ins öffentliche Netz zu vermeiden.

Im Übrigen wird innerhalb der Erwägungen zu **Tenor 10** seitens BNetzA selbst darauf verwiesen, dass eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Zuschussarten nicht zielführend sei, was eine Gleichbehandlung aller Zuschussarten im Zinsbonus unterstützt. Der BDEW spricht sich daher für einen **Zinsbonus auch für Netzanschlusskostenbeiträge** aus.

Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse sind gemäß **Tenor 11** nur qualifiziert, sofern sie ab 2029 vereinnahmt werden. Eine Begründung für diese Einschränkung wird auch in den Erwägungen zu **Tenor 11** nicht angeführt. Aus Sicht des BDEW 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. Der BDEW spricht sich dafür aus, den **Zinsbonus bereits ab 2026** einzuführen.

Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse bedingen gemäß **Tenor 11** einen Zinsbonus jeweils maximal für fünf Jahre. Begründet wird dies mit einer höheren Anreizwirkung im Vergleich zu einer Streckung des Zinsbonus über einen längeren Zeitraum. Damit beantwortet die Tenorierung die in der Expertenanhörung vom 21.10.2024 aufgeworfene Frage (hoher und kurzzeitiger Zinsbonus oder niedriger und langfristiger Zinsbonus). Aus Sicht des BDEW müsste jedoch zunächst die vorgelagerte Frage adressiert werden, ab welcher Höhe ein Zinsbonus die volkswirtschaftlich anzustrebende Lenkungswirkung erreicht. Durch seine Befristung wirkt der Zinsbonus aus Sicht des BDEW der strukturellen Schlechterstellung der Netzbetreiber aus **Tenor 10** nicht ausreichend entgegen. Der BDEW spricht sich daher für eine **unbefristete Ausgestaltung des Zinsbonus** aus.

Tenor 11 definiert eine Bonusquote in Höhe von 25 %. Hierzu führen die **Erwägungen zu Tenor 11** aus, dass der monetäre Vorteil für die Netzbetreiber unterhalb der volkswirtschaftlichen Opportunitätskosten infolge einer Nichtvereinnahmung der Zuschüsse liegen müsse. Eine Schätzung ist hier nur näherungsweise möglich. Mutmaßlich bezieht sich der erwähnte monetäre Vorteil für Netzbetreiber auf einen Mehrerlös durch den Zinsbonus. Aus Sicht der Branche ist dies jedoch nicht der sachgerechte Maßstab. Vielmehr liegt aus

unternehmerischer Sicht erst dann ein monetärer Vorteil vor, wenn der Zinsbonus die strukturelle Verschlechterung aus **Tenor 10** ausgleicht und darüber hinaus einen neuen Anreiz zur Vereinnahmung von Zuschüssen setzt. Nur so kann der Zinsbonus seinem Zweck gerecht werden. Der BDEW spricht sich deshalb dafür aus, die **Bonusquote entsprechend der kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % festzulegen**.

Ergänzend bleibt die Frage offen, warum der Zinsbonus bei Elektrizitätsverteilungsnetzbetreibern die verstärkte Vereinnahmung von Zuschüssen anreizen soll, jedoch diese Regelung nicht für Gasnetzbetreiber vorgesehen ist. Eine Begründung dazu findet sich nicht.

Im Gegenteil, die vorgetragene Argumente, die grundsätzlich für die Einführung eines Zinsbonus sprechen (Anreizen einer Lenkungswirkung und Netzkostensenkung), sind vollständig analog auch auf Gasnetze übertragbar. Auch in den Gasnetzen ist ein relevanter Zuschussbestand weiterhin vorhanden und grundsätzlich wird ebenso von einer weiterlaufenden Vereinnahmung von Zuschüssen ausgegangen. Der BDEW spricht sich deshalb dafür aus, den **Zinsbonus auch für Gasnetzbetreiber** einzuführen.

Zusammenfassung

Aus Sicht der Branche erscheint es unwahrscheinlich, dass ein Zinsbonus gemäß **Tenor 11** wirksam die Vereinnahmung von Zuschüssen zur Vermeidung von Netzkosten anreizen kann. Um dieses Ziel zu erreichen und effektiv Fremdkapital zu substituieren, sieht der BDEW die Notwendigkeit den Zinsbonus wie folgt auszuprägen:

- › Die Bonusquote beträgt 40 %,
- › qualifizierte Zuschüsse umfassen Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse;
- › erstmalig anzuwenden für Zuschüsse, die ab 2026 vereinnahmt werden;
- › ist in den nachfolgenden Kostenprüfungen auch auf die kalkulatorischen Restbuchwerte der bereits vor 2026 vereinnahmten Zuschüsse unbefristet anzuwenden.

Bliebe es bei einem unzureichend ausgestaltetem Zinsbonus, wird 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

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass der kalkulatorische Ansatz der Gewerbesteuer beibehalten wird und die BNetzA die Argumente der Branche gegen die Einführung des pagatorischen Ansatzes aufgegriffen hat.

Die in den Ausführungen zu Tenorziffer 12 dargestellten Überlegungen der BNetzA, zukünftig bei Netzbetreibern aufgrund ihrer Belegenheit über mehrere Kommunen auf den gemischten Hebesatz aus dem Zerlegungsbescheid abstellen zu wollen, sind jedoch insbesondere aus Aufwandsgesichtspunkten durch die dafür zusätzlich notwendigen Datenabfragen abzulehnen. Auch würde sich, da der finale durchschnittliche Hebesatz erst im Rahmen der Steuererklärungen und damit zeitlich erst deutlich später feststehen würde, eine zeitliche Verzerrung einstellen, die zu vermeiden ist. Weiterhin können sich aufgrund nachfolgender Betriebsprüfungen auch noch Änderungen bei dem durchschnittlichen Hebesatz ergeben. Daher sollte hier, wie die Behörde in ihren Ausführungen zu Tenorziffer 12 zu Beginn selbst schreibt, die „in den bisherigen Regulierungsperioden entwickelte Regulierungspraxis“ fortgeführt werden.

Im Rahmen der Überlegungen zu NEST ist es aus Sicht der Netzbetreiber zudem dringend angezeigt, eine **sachgerechte und harmonisierte Kalkulation der beiden Ertragsteuern (Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer)** vorzunehmen. In Verbindung mit der Einführung des WACC-Ansatzes würde eine harmonisierte und korrekte Abbildung der Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer in Form einer „Im-Hundert“-Kalkulation auf folgende Ziele einzahlen:

- › Vereinfachung des Regulierungssystems
- › Höhere Transparenz für Investoren und Angleichung an das Vorgehen anderer europäischer Regulierungsbehörden
- › Sicherstellung durch korrekte und konsistente Netzkostenkalkulation, dass die zugestandene kalkulatorische EK-Verzinsung nach Steuern ceteris paribus auch erwirtschaftet werden kann

Der BDEW hatte hierzu im Rahmen der bisherigen Stellungnahmen (zuletzt u.a. in der Stellungnahme vom 30.08.2024) und im Rahmen des Expertenaustausches zur Kapitalverzinsung vom 21.10.2024 in Bonn einen pragmatischen Vorschlag zur harmonisierten und pauschalieren Abbildung der Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer über einen integrierten Ertragssteuersatz mit korrekter „Im-Hundert“-Abbildung im EK-Zinssatz vorgelegt. Auch wenn die BNetzA weiterhin an einer unterschiedlichen kalkulatorischen Abbildung von Körperschaftsteuer („Im-Hundert“-Kalkulation über den EK-Zins) und Gewerbesteuer (separate betragsmäßige Kalkulation) festhält, so besteht aus Sicht der Netzbetreiber weiterhin die Notwendigkeit einer korrekten betragsmäßigen Kalkulation der Gewerbesteuer über den „Im-Hundert“-Ansatz. Bei Beibehaltung des in der NEF-Tenorierung weiterhin angelegten „Vom-Hundert“-

Ansatzes wäre in der Netzkostenkalkulation weiterhin eine systematische Lücke angelegt, die dazu führt, dass die mithilfe des CAPM nach Ertragsteuern ermittelte EK-Verzinsung ceteris paribus de facto im Jahresüberschuss nach Steuern nicht erwirtschaftet werden kann.

Das nachfolgende Rechenbeispiel verdeutlicht dies:

Ausgangsdaten für die Beispielrechnung:			
EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	100,0 GE		
Gewerbesteuerhebesatz	400		
Messzahl	3,5		
Gewerbesteuesatz (Vom-Hundert)	14,0%		
Gewerbesteuesatz (Im-Hundert)	16,3%		
1. Unzureichende Vom-Hundert-Kalkulation der BNetzA		2. Korrekte Im-Hundert-Kalkulation	
a) Netzkostenkalkulation		a) Netzkostenkalkulation	
EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	100,0 GE	EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	100,0 GE
Gewerbesteuerkalkulation vom-Hundert (14%)	14,0 GE	Gewerbesteuerkalkulation im-Hundert (16,3%)	16,3 GE
EK-Verzinsung vor Gewerbesteuer	114,0 GE	EK-Verzinsung vor Gewerbesteuer	116,3 GE
a) Verprobung		a) Verprobung	
EK-Verzinsung vor Gewerbesteuer	114,0 GE	EK-Verzinsung vor Gewerbesteuer	116,3 GE
./ . Gewerbesteuer (14%)	15,96 GE	./ . Gewerbesteuer (14%)	16,3 GE
EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	98,0 GE	EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	100,0 GE
Lücke zur zugestandenen EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	-2,0 GE	Lücke zur zugestandenen EK-Verzinsung nach Gewerbesteuer	0,0 GE

Das Rechenbeispiel belegt, dass **nur mit einer "Im-Hundert"-Kalkulation der kalkulatorischen Gewerbesteuer** die festgelegte Eigenkapitalverzinsung ceteris paribus auch erwirtschaftet werden kann. Hierfür muss bei separater betragsmäßiger Kalkulation der Gewerbesteuer der Gewerbesteuersatz "Vom-Hundert" für die Netzkostenkalkulation in einen Gewerbesteuersatz "Im-Hundert" überführt werden. Im Beispielfall ergibt sich ausgehend von einem Gewerbesteuersatz "Vom-Hundert" in Höhe von 14% ein für die Netzentgeltkalkulation relevanter „Im-Hundert“-Satz von 16,3%: $14,0\% / (1-14,0\%) = 16,3\%$.

Bei der Abbildung der Körperschaftsteuer wird die Methodik der "Im-Hundert"-Kalkulation im Rahmen der Überführung des EK-Zinssatzes nach Steuern (aktuell 4,13% für die 4. Regulierungsperiode) in den EK-Zinssatz vor (Körperschaft)-steuer bereits korrekt umgesetzt und entspricht so auch dem Standard-Vorgehen bei der Abbildung der Ertragsteuern in WACC-Modellen im Rahmen der europäischen und internationalen Regulierungspraxis.

Es ist insofern weder verständlich noch begründbar, warum bei der Abbildung der Gewerbesteuer auch künftig an einer fehlerhaften Methodik festgehalten werden soll. Dabei kann auch ein möglicher Verweis auf die höchstrichterliche Bestätigung dieser bisherigen Regulierungspraxis in vergangenen Regulierungsperioden nicht überzeugen. Zumal bei einer ebenfalls kapitalkostenrelevanten Position (Korrektur der Anfangsbestände der AiB und geleisteten Anzahlungen um vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen) eine

zugunsten der Netzbetreiber ausgefallene Rechtsprechung des BGH seitens der BNetzA in der vorliegenden Tenorierung ignoriert wird.²

Aus Sicht des BDEW besteht im Rahmen des NEST-Prozesses jetzt die Chance, die Netzkostenkalkulation methodisch korrekt für die Zukunft aufzusetzen und sicherzustellen, dass die zugestandene EK-Verzinsung grundsätzlich auch erwirtschaftet werden kann.

Der BDEW fordert die BNetzA daher auf, ab der 5. Regulierungsperiode die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf den methodisch korrekten „Im-Hundert“-Ansatz umzustellen.

13 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Die regulatorischen Vorgaben zu kostenmindernden Erlösen und Erträgen finden sich sowohl im Tenorentwurf zur RAMEN-Festlegung (**Tenor 5.4**) als auch im Tenorentwurf der Festlegungen StromNEF/GasNEF (**Tenor 13**).

Aus Sicht des BDEW sind insbesondere die Ausführungen gemäß **Tenorziffer 5.4** RAMEN kritisch zu bewerten, denn dort beabsichtigt die Bundesnetzagentur Erlöse und Erträge über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres nach § 6 b Abs. 3 EnWG hinaus anzusetzen, wenn die Erträge und Erlöse eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers höher ausfallen würden.

Auf Kostenseite werden die Besonderheiten des Basisjahres durch die Bundesnetzagentur eliminiert und verbleiben bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Plankostenansätze werden durch die Bundesnetzagentur kategorisch ausgeschlossen. Auf Erlöseseite hingegen beabsichtigt die BNetzA die tatsächlich angefallenen und testierten Erlöse und Erträge der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse durch „angemessene“ Werte zu ersetzen, sobald diese niedriger ausfallen als die Basisjahrerlöse effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber.

Aus Sicht des BDEW führt die Vorgehensweise der BNetzA, Plankostenansätze auf Kostenseite auszuschließen und im gleichen Zuge Hinzurechnungen von Erlösen und Erträgen zu fordern, die über die tatsächlichen, überprüfbaren Daten der testierten Tätigkeitsabschlüsse hinaus

² Vgl. BDEW: Stellungnahme zur Bestimmung des Ausgangsniveaus Strom und Gas - BNetzA-Eckpunktepapier „Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF) vom 19. Juli 2024, Berlin, 30. August 2024, S. 16 und das diesbezügliche Urteil des BGH, EnVR 43/14),

gehen, zu einer **methodischen Ungleichbehandlung von Kosten und Erlösen und zu einer Verzerrung des Regulierungsergebnisses.**

Das geplante Vorgehen würde einem zusätzlichen Partialbenchmark in Form eines Unternehmensvergleichs gleichkommen. Erlöse, die vermeintlich ineffizient niedrig sind, sollten nicht im Rahmen der Kostenprüfung korrigiert werden, sondern dem Effizienzvergleich unterzogen werden. Zudem stellt sich die Frage, wie in diesem Zusammenhang eine sachgerechte Identifikation von Vergleichsunternehmen erfolgen kann. Hierzu gibt die Bundesnetzagentur keinerlei Hinweise.

Aus Sicht des BDEW sollte die Regulierungsbehörde bei der Bestimmung von Erlösen und Erträgen auf die tatsächlichen und testierten Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse abstellen und keine zusätzlichen Erlösansätze zulassen, die über die bestehenden netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen des Basisjahres nach § 6 b Abs. 3 EnWG hinausgehen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Regulierungsmaßstäbe auf realen und überprüfbaren Daten basieren.

Der BDEW lehnt das beabsichtigte Vorgehen der Bundesnetzagentur zum Ansatz von abgeleiteten Erlösen und Erträgen kategorisch ab.

14 Periodenübergreifende Saldierung

Keine Stellungnahme

15 Geltung von Verfahrensvorschriften

Keine Stellungnahme

16 Gebühren

Keine Stellungnahme

Anlage 1 StromNEV: Anlagengruppen und Nutzungsdauern

Der BDEW begrüßt die Aktualisierung der kalkulatorischen Nutzungsdauern in der StromNEF Anlage 1 im Rahmen der Methodenfestlegungen StromNEF. Die angepassten Nutzungsdauern sind aus Sicht der BDEW grundsätzlich angemessen und die Ergebnisse spiegeln im Wesentlichen die in den vergangenen Monaten hierzu durchgeführten Abstimmungen wider. Jedoch verbleibenden die folgenden Anmerkungen hinsichtlich des Umsetzungszeitpunktes sowie der beiden Anlagengruppen III.2.5 & III.2.6 (alte StromNEV Anlage 1).

Aus Sicht des BDEW ist es zielführend, für Anlagengruppen, die sowohl in der Anlage 1 StromNEF und Anlage 1 GasNEF (z.B. Werkzeuge und Geräte) aufgeführt sind, einheitliche Nutzungsdauern anzusetzen. Hierbei sollte immer auf die in den vorliegenden Entwürfen angedachten kürzeren Nutzungsdauern zurückgegriffen werden. Da Abweichungen in den jeweiligen Nutzungsdauern die Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen (z. B. Schlüsselung).

Umsetzungszeitpunkt

Gemäß dem vorliegenden Entwurf der Festlegung StromNEF ist beabsichtigt, die Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 ab dem 01.01.2029 anzuwenden. Aus Sicht des BDEW ist **die Einführung der neuen Anlagengruppen kurzfristig notwendig**, entsprechende Anlagen befinden sich derzeit schon im Einsatz und werden in den kommenden Jahren verstärkt eingesetzt werden. Hier sollte eine Berücksichtigung bereits ab dem Jahr 2024 eingeräumt werden. Die Prüfung der Investitionen erfolgt regelmäßig über dem 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. Spätestens jedoch mit dem 01.01.2026 sollten für die Ermittlung des Ausgangsniveaus die zukünftig geltenden Anlagengruppen und Nutzungsdauern genutzt werden können. Insbesondere vor dem Hintergrund der Ermittlung der Erlösobergrenze für die 5. Regulierungsperiode auf Basis der Festlegungen RAMEN und StromNEF ist der Zeitpunkt 01.01.2029 für die Gültigkeit der Anlage 1 inkonsistent.

2.5 Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke

Die seitens der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Löschung der Anlagengruppe III.2.5 "Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke" sowie die vorgeschlagene zukünftige Aktivierung in den Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ oder „Digitale Ortsnetzstationen“ lehnen wir ab.

Die seitens des BDEW geforderte Trennung zwischen analoger und digitaler Ortsnetztechnik, bezog sich im Wesentlichen auf die Sekundärtechnik innerhalb der Ortsnetzstation und nicht auf die darin enthaltenen Transformatoren. Der darin enthaltene Transformator sollte weiterhin in der Anlagengruppe III. 2.5 Ortsnetz-Transformatoren aktiviert werden können. Die damit gewonnene Trennung zwischen Transformator und Sekundärtechnik (analog und digital) erhöht die Transparenz im Sachanlagevermögen und spiegelt die erwartete technische Lebensdauer wider. Wir halten hier eine Trennung zwischen Transformator und Sekundärtechnik weiterhin für sinnvoll.

2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

Die seitens der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Beibehaltung der kalkulatorischen Nutzungsdauer in Höhe von 20 Jahren für die Anlagengruppe III.2.6 (neu 2.5) sehen wir kritisch.

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.

Zur Sicherstellung der Refinanzierung müssen die entstehenden kalkulatorischen Buchverluste von der Bundesnetzagentur in der Kostenprüfung anerkannt werden. Ebenfalls sollte zur vollständigen Amortisation der konventionellen Zähltechnik eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestandsvermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 möglich sein.

Anlage 1 GasNEV: Anlagengruppen und Nutzungsdauern

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass im Sinne der Konsistenz zwischen Strom- und GasNEF anzustreben die für „I Allgemeine Anlagen“ vorgenommenen Nutzungsdauer-Anpassungen in der StromNEF auch in der GasNEF anzuwenden, insbesondere bezüglich der unteren Nutzungsdauergrenze. Im Falle von Querschnittseigentum zwischen Gas- und Stromsparten eines Netzbetreibers kann somit eine einheitliche Nutzungsdauer über beide Medien gewährt werden.

Für die beiden Gruppen „Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten“ und „Werkzeuge/Geräte“ wäre dies nach aktuellem Stand der Strom-/GasNEF nicht mehr möglich. Bei dieser Anlagengruppe handelt es sich um Anlagengruppen, deren Nutzungsdauern für aktuelle Investitionen noch deutlich vor 2045 enden, so dass hierauf in den meisten Fällen noch keine verkürzten kalk. Nutzungsdauern nach KANU 2.0 (bzw. deren Nachfolgeregelung nach Tenorziffer 9) Anwendung finden.

Da eine vermehrte Anwendung von Abschreibungs- und Nutzungsdauern nach KANU 2.0 im Erdgasbereich zu erwarten ist, bestehen derzeit aus Sicht des BDEW keine weiteren Anpassungserfordernisse.

II. Europarechtliche Grundlagen

Die BNetzA stellt in Abschnitt II die europäischen Rechtsgrundlagen für die Festlegung einer Methodik zu Ermittlung des Ausgangsniveaus dar.

Dabei führt sie aus, der Regulierungsbehörde werde materiell wie auch bei der Verfahrensgestaltung ein weites Ermessen zugebilligt. Insoweit ist klarzustellen, dass es zwar zutreffen mag, dass aus den sehr allgemein gehaltenen Vorgaben der europäischen Regelwerke ein Ermessen

resultieren kann. Zugewiesen werden der Behörde durch die europarechtlichen Vorgaben bestimmte Befugnisse, jedoch nicht ausdrücklich ein Ermessen. Hinzuweisen ist an dieser Stelle auch, dass die europäischen Regelwerke die Behörde bei der Ausübung ihrer Befugnisse durchaus auch binden. Dementsprechend hat auch der EuGH in seinem Urteil vom 2. September 2021 (C-718/18, Rn. 132) festgehalten, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung ihrer Zuständigkeiten Grundsätzen und Regeln unterworfen ist, die ihren Wertungsspielraum beschränken und sie daran hindern, Entscheidungen politischer Art zu treffen. Maßstab und Grundlage von regulierungsbehördlichen Entscheidungen muss immer eine technisch-fachlichen Beurteilung der Wirklichkeit sein.

Die Entscheidungen der Regulierungsbehörde sind danach insbesondere daran zu messen, ob die Tarife und ihre Berechnungsmethoden sowie die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen so bestimmt werden, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Zudem muss, wie es auch unter dem Punkt „Kosteneffizienz“ in diesem Abschnitt richtig heißt, dabei auch der nationale regulatorische Gesetzesrahmen eingehalten werden. Und dieser erfordert neben der Verfolgung der in § 1 Abs. 2 EnWG festgehaltenen Regulierungsziele auch die Anwendung von Methoden, die nachvollziehbar dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Auch ist darauf hinzuweisen, dass sowohl die europäische Binnenmarkttrichtlinie Strom und Gas als auch die europäische Binnenmarktverordnung Strom und Gas (nur) Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte beinhalten. Insbesondere wird festgelegt, dass diese Entgelte transparent, diskriminierungsfrei und kostenorientiert sein müssen. Zudem sollen sie die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur ermöglichen, um deren langfristige Fähigkeit zur Deckung der Nachfrage sicherzustellen. Die Anreizregulierung als spezifisches Instrument wird nicht explizit erwähnt, auch wenn die allgemeinen europäischen Vorgaben den Rahmen für nationale Regulierungsbehörden setzen, entsprechende Mechanismen zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung, wie etwa die Anreizregulierung, einzuführen. Die konkrete Ausgestaltung, einschließlich der Implementierung von Anreizregulierungsmechanismen, obliegt den nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten im Rahmen dieser Vorgaben.

Dementsprechend kann aber auch kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung geführt werden. Soweit die BNetzA ausführt, dass eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung nicht in Betracht komme, kann dem nicht gefolgt werden. Die europäisch adressierte Kostenorientierung bezieht sich letztlich auf die Entgeltbildung und -erhebung ggü. dem Netzkunden. Nicht erfasst ist hiervon jedoch eine Aussage zu dem national auszugestaltenden Regulierungssystem, das im Durchschnitt und über die Zeit grundsätzlich immer

ermöglichen sollte, dass die Ist- und Vollkosten eines (effizienten) Netzbetreibers anerkannt werden.

Zutreffend führt die BNetzA aus, dass Verbraucherfreundlichkeit ein allgemeines einzuhalten-des Ziel des europäischen Energiewirtschaftsrechts ist. Dass aber „insbesondere [...] der Verbraucherschutz“ eine „flankierende Maßgabe für die Netzentgeltermittlung“ sei – wie unter dem Punkt „Grundsatz der Kostenorientierung“ dargestellt –, ist zumindest missverständlich und so auch nicht den europäischen Grundlagen zu entnehmen.

Zutreffend ist hinsichtlich der „Weiteren Ziele der Entgeltregulierung“, dass diese angemessen in den Abwägungsentscheidung der Regulierungsbehörde gewichtet werden müssen. Das gilt vor allem für das Ziel der Versorgungssicherheit, das als wesentlicher Belang des Netzbetriebs auch bei der Kostenermittlung ausreichend Berücksichtigung finden muss.

III. Nationaler Rechtsrahmen

Zwar liegt die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung bei der unabhängigen Regulierungsbehörde. Rechtlich ist die BNetzA jedoch nach wie vor an die Grundsatzentscheidungen und Zielvorgaben der nationalen Gesetzgebung gebunden. Die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung sind und bleiben, auch aus verfassungsrechtlichen Gründen, im Gesetz selbst geregelt (siehe auch Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – BT-Drs. 7310/23, Seite 82). So gilt es bei der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung insbesondere die Vorgaben der §§ 21 und 21a EnWG zu beachten. Darin werden die Grundprinzipien einer kostenorientierten, verursachungsgerechten und fairen Netzentgeltbildung im nationalen Recht vorgegeben. Bei der Ausgestaltung und der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens muss die BNetzA diese Vorgaben zwingend beachten. Dies bedeutet insbesondere, dass festgelegten Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechen und von einem sachkundigen Dritten ohne weitere Hilfe nachvollziehbar sein müssen (§ 21 Abs. 3 EnWG, § 21 a Abs. 2 EnWG, § 73 Abs. 1 b EnWG).

Ansprechpartner

Kevan Skorna
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung
Mobilität
+49 30 300199-1669
kevan.skorna@bdew.de