

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Aktenzeichen: GBK-24-02-1#3 und GBK-24-02-2#3

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Marktrolle:

Verband

Kontaktdaten*:

Nachname:

Vorname:

Kürzel:

E-Mail:

Telefon:

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Hinweis:
Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24-02-1#3 und GBK-24-02-2#3 -

Nr.	Abschnitt (Pflichtfeld)	Thema	Stellungnahme	Begründung
1	1. Einleitung	Allgemeines	Im Rahmen der Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA am 19. Juli 2024 zwei Verfahren zur Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitäts- (StromNEF) und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF) eröffnet und hierzu ein Eckpunktepapier zur Konsultation gestellt. Die Eckpunkte konkretisieren und erweitern die Überlegungen zur zukünftigen Methodik der Ermittlung des Ausgangsniveaus aus dem BNetzA-Eckpunktepapier „NEST“ vom 18. Januar 2024. Laut BNetzA spiegeln die aktuell konsultierten Eckpunkte den derzeitigen Meinungsstand der Behörde wider und sind als Zwischenfazit des bisherigen Konsultationsprozesses zu verstehen. Dem Eckpunktepapier waren Expertenaustausche zu verschiedenen Einzelthemen vorausgegangen, die die Ermittlung des Ausgangsniveaus betreffen. Der BDEW begrüßt ausdrücklich den strukturierten Konsultationsprozess mit Eckpunktepapieren und vertiefenden Branchendialogen. Nur durch offenen fachlichen Austausch können Erkenntnisprozesse zu neuen Herausforderungen der regulierten Netzwirtschaft angetrieben und effektive Lösungen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung gefunden werden. Umso bedauerlicher ist es, dass die aktuellen BNetzA-Eckpunkte zur Ermittlung des Ausgangsniveaus die vorgetragenen Bedenken und Vorschläge der Branche nicht ausreichend berücksichtigen. Der BDEW weist darauf hin, dass bei Netzbetreibern, deren Gesellschaftern und Kapitalgebern sowie potenziellen Investoren bezüglich der BNetzA-Vorschläge derzeit eine hohe Verunsicherung hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen und der regulatorischen Risiken zu verzeichnen ist. Der BDEW unterstützt grundsätzlich die Idee einer Vereinfachung des Regulierungsrahmens und einer nach dem Stand der Wissenschaft hergeleiteten Ausgestaltung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Strom- und Gasnetzbetreiber, weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass die gewählte Methodik entsprechend der im EnWG verankerten Grundsätze zu sachgerechten und wettbewerbsfähigen Konditionen des Netzbetriebs sowie Aus- und Umbaus führen soll. In dem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich der Stand der Wissenschaft nicht aus der bisher verwendeten Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nach ARegV, StromNEV und GasNEV herleitet, sondern nach anerkannten Prinzipien der Wissenschafts- und internationalen Regulierungspraxis. Hier stellt Methodenpluralismus einen unabdingbaren Grundsatz dar, um zu objektiveren Ergebnissen zu führen. Angesichts der drastischen und anhaltenden Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist die Schaffung verlässlicher und wirtschaftlich leistungsfähiger regulatorischer Rahmenbedingungen	
2	2. Regelungsbereich der Festlegungen	Eigenkapitalzinssatz	Auch wenn die Methodik zur Ermittlung des zukünftigen Zinssatzes für Eigenkapital nicht explizit Gegenstand des vorliegenden Eckpunktepapiers der BNetzA ist, bedauert der BDEW sehr, dass die von der BNetzA im Workshop zum WACC am 08. Juli 2024 getroffene Positionierung, im Rahmen des CAPM zukünftig auf eine abgestimmte und damit konsistente Bestimmung des risikolosen Basiszinssatzes und des risikolosen Basiszinssatzes als Abzugsterm in der Marktrisikoprämie zu achten, nicht aufgegriffen wird. Eine konsistente Ausgestaltung des CAPM-Modells würde einem Teil der Verunsicherung bei Netzbetreibern und Investoren entgegenwirken. Die Verunsicherung ist durch den NEST-Prozess, insbesondere im Hinblick auf die Gewerbesteuer, die Behandlung der BKZ sowie die Diskussion zur künftigen Bestimmung der Eigenkapitalquote, neu entstanden. Vor allem jedoch wurde sie durch die ausgebliebene Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen verursacht, obwohl diese in der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze 2021 zinsant worden war.	
3	2. Regelungsbereich der Festlegungen	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Im Kapitel 2 zum Regelungsbereich klammert das vorliegende Eckpunktepapier das Thema der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten aus. Der BDEW bedauert sehr, dass zu dieser sehr wichtigen Frage nach dem Eckpunktepapier vom 18. Januar 2024 und den Stellungnahmen dazu keine weiteren Diskussionen erfolgt sind. Aus Sicht des BDEW gehört die Kategorisierung von Kosten in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder nicht dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten untrennbar zur Frage des Ausgangsniveaus dazu.	
4	2. Regelungsbereich der Festlegungen	Volatile Kosten	Vorstehende Hinweise zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gelten analog auch bezüglich der volatilen Kosten. Für Verteilnetzbetreiber und (potenzielle) Kapitalgeber ist es wichtig, dass Veränderungen bei der Beschaffung von Energie zur Deckung von Netzverlusten weiterhin volatil reguliert werden. Ansonsten wird die Anreizregulierung deutlich weniger verlässlich.	
5	3. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus		Angesichts der starken und anhaltenden Dynamik im Wachstum der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist ein rein vergangenheitsbezogener Regulierungsansatz nicht mehr sachgerecht und stellt die Netzbetreiber zunehmend vor Schwierigkeiten, die durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe entstehenden Kosten und die durch den massiven Netzausbau ausgelösten Kostensteigerungen (OPEX und CAPEX) vollständig zu decken. Überlegungen der BNetzA, die kalkulatorische Gewerbesteuer in den Kapitalkosten des Kapitalkostenaufschlages zukünftig unberücksichtigt zu lassen, sind daher ebenfalls nicht nachvollziehbar. Der unvollständige Kapitalrückfluss verursacht deutlich sinkende Investitionsanreize. Der BDEW begrüßt hingegen ausdrücklich, dass sich die BNetzA gegenüber den Vorschlägen zur Lösung der OPEX-Problematik aufgeschlossen zeigt und weist ausdrücklich darauf hin, dass hierfür aufgrund der aktuellen Kostenentwicklungen bereits kurzfristige Lösungen innerhalb der 4. Regulierungsperiode erforderlich sind.	
6	4.1. Grundsätze der Kostenermittlung		Der BDEW regt an, bei der Aufzählung der Zusammensetzung der Netzkosten eine Klarstellung dahingehend vorzunehmen, dass die Netzkosten auch die kalkulatorische Gewerbesteuer umfassen. In Bezug auf die Fortentwicklung der Grundsätze von § 4 Abs. 4, 5 und 5a Strom NEV/Gas NEV regen wir folgende Punkte an: ›die Prüfung der Aufwendungen für nicht-verbundene Dienstleister auf die Betriebsnotwendigkeit zu beschränken. In der Folge sollten auch die Abfragen im EHB aus Gründen der Entbürokratisierung entfallen. ›Entfall des sogenannten Minimalabgleichs für Verpächter und verbundene Dienstleister: tatsächliche Zahlung gemäß Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers vs. über den Erhebungsbogen nachgewiesene Kosten. ›Verschlankung der Datenerhebung (beispielsweise Dienstleister-Übersicht, RST-Spiegel, handelsrechtlicher Anlagenspiegel)	
7	4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern		Der BDEW schlägt die grundsätzliche Abschaffung des Minimalabgleichs für die Rolle des Verpächters und des verbundenen Dienstleisters vor. Wesentlich für die Bestimmung des Ausgangsniveaus sollten die geprüften Werte aus den Verpächter- bzw. Dienstleisterbogen sein. Diese Werte wurden bereits einer Prüfung durch die BNetzA hinsichtlich ihrer Betriebsnotwendigkeit und Sachgerechtigkeit unterzogen. Die Ermittlung des verrechneten Pachtentgeltes erfolgt analog zur Vorgehensweise in der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus. Hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung sind zum Zeitpunkt der Bestimmung des Pachtentgeltes die EK-Zinssätze, die im Basisjahr in der Kostenprüfung zum Ansatz kommen werden, oft noch nicht bekannt. Zur Bestimmung des CAPEX-Anteils des Pachtentgeltes wird daher in der Regel auf den letzten festgelegten EK-Zinssatz zurückgegriffen. Bei steigendem Zinsniveau führt es zu einer strukturellen Benachteiligung, wenn der CAPEX-Anteil im verrechneten Pachtentgelt unter dem in der Kostenprüfung ermittelten CAPEX-Anteil liegt. Ein Minimalabgleich des Anteils der aufwandsgleichen Kosten im Pachtentgelt stellt einen unverhältnismäßigen Aufwand dar, auch wenn die Beträge je nach Fall unterschiedlich ausfallen können. Dies widerspricht dem Ziel einer schlankeren, effizienteren Kostenprüfung. Der wesentliche Anteil der Netzkosten des Verpächters entfällt auf die Kapitalkosten. Dennoch können auch aufwandsgleiche Kosten entstehen. Eine Begrenzung der ansetzbaren aufwandsgleichen Kosten auf bestimmte, konkret bezeichnete Ausnahmefälle im Rahmen einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur ist nicht sachgerecht. Im Vordergrund sollte wie bisher die Betriebsnotwendigkeit von Kosten stehen. Insofern ist eine Kostenanerkennung zu gewährleisten. Die Prüfung der Kosten von verbundenen Dienstleistern sollte nach dem Kriterium der Werthaltigkeit in Bezug auf die Gesamtnetzkosten des jeweiligen Netzbetreibers durchgeführt werden. Hier rät der BDEW zur Einführung einer Aufgriffsgrenze für die Einreichung von Erhebungsbögen bei Dienstleistern. Dies bietet den Netzbetreibern im Vorfeld einer Kostenprüfung die Möglichkeit, entsprechende Berichtsunterlagen vorzubereiten. Die Datenerhebung von verbundenen Dienstleistern sollte grundsätzlich vereinfacht und verschlankt werden, insbesondere in Bezug auf Nachweise in Form von Verträgen und Rechnungen zu einzelnen Kostenarten. Die in § 4 Abs. 5a Sätze 4 und 5 StromNEV/GasNEV geforderte Als-Ob-Betrachtung für Dienstleistungen von nicht verbundenen Unternehmen sollte in den künftigen Regelungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht weiter berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise ist nicht praxistauglich und führt aufgrund der Komplexität der zugrunde liegenden Annahmen stets zu einer subjektiven Einschätzung. Wenn die betriebliche Notwendigkeit der Dienstleistung gegeben und die marktgerechte Beschaffung nachgewiesen ist, sollten die Kosten auch in ihrer Höhe anerkannt werden.	
8	4.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen		Das WACC-Modell sieht grundsätzlich keinen Ansatz der individuellen Zinsaufwendungen und -erträge vor. Die Netzbetreiber erhalten ein Zinsbudget und müssten etwaige Abweichungen zu den individuellen Fremdkapitalkosten tragen. Damit birgt das WACC-Modell für die Netzbetreiber auf der Fremdkapitalseite zwei wesentliche neue Risiken, die im aktuellen Regulierungssystem nicht bestehen: ›Durch den Entfall der Anerkennung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten als aufwandsgleiche Kostenposition entfällt die jetzige Sicherheit der Anerkennung einer marktgerechten und effizienten Fremdfinanzierung. ›Auch im Hinblick auf die Zinskosten für Pensionen hat die jüngste Vergangenheit gezeigt, dass damit sehr substanzuelle Belastungen für die Netzbetreiber einhergehen können. Der BNetzA-Vorschlag im Eckpunktepapier sieht vor, dass dieses Risiko zukünftig durch die Netzbetreiber getragen werden soll. Dieses neue regulatorische Risiko sollte daher bei der Ausgestaltung des WACC-Modells entsprechend ausreichend berücksichtigt und reflektiert werden (In Bezug auf die Pensionsrückstellungen verweisen wir dazu auf unsere detaillierten Ausführungen zu Kapitel 4.7.1 WACC allgemein). Es ist daher elementar, dass der Fremdkapitalkostenansatz marktgerecht bestimmt wird und die Kapitalmarktgegebenheiten für eine Fremdkapitalaufnahme widerspiegelt und auch die neuen Risiken adäquat berücksichtigt werden. Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA eine marktgerechte Fremdkapitalverzinsung anstrebt und betont, dass diese Vorgabe die Grundlage für die im WACC-Modell zu ermittelnden Fremdkapitalkosten bleiben muss. Um die gesamten tatsächlichen Finanzierungskosten zu decken, sind neben den reinen Fremdkapitalzinsen auch Transaktions- und Finanzierungsnebenkosten (wie z.B. Neuemissionsprämien, Vermittlungsgebühren, Anwaltskosten, Ratingkosten etc.) zu berücksichtigen. Zudem ist ein Übergangsmechanismus für Unternehmen mit alten Bestandskrediten notwendig, deren Zinssätze zum Zeitpunkt der Darlehensaufnahme marktüblich waren und die möglicherweise über dem festgelegten Fremdkapitalzins im WACC liegen. Das geplante Vorgehen der BNetzA, bestimmte Kostenpositionen, insbesondere im Bereich der Energiewirtschaft (z.B. Umlagen, Mehr- und Mindermengen oder Konzessionsabgaben), pauschal als nicht anerkennungsfähig zu klassifizieren, ist zwar aus Gründen der Verfahrensvereinfachung nachvollziehbar, erfordert jedoch eine gründliche Überprüfung. In der Vergangenheit haben sich Sachverhalte ergeben, die unerwartet hohe Kosten für Netzbetreiber verursachen können. Daher ist es wichtig, diese Aspekte weiterhin genau zu prüfen, bevor eine endgültige Entscheidung getroffen wird.	

9	4.4. Kapitalerhaltungskonzeption	!		<p>Der BDEW nimmt die Absicht der BNetzA zur Kenntnis, das bisherige Mischsystem aus Netto-substanzerhalt (NSE) und Realkapitalerhalt (RKE) in ein reines System nur aus RKE zu überfüh-ren. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass die gleichzeitig angestrebte Überführung der bisherigen Bestimmung der Kapitalverzinsung in eine WACC-Methodik keine reine RKE voraussetzt. Ein WACC-Modell wäre in beiden Varianten (Mischsystem aus NSE und RKE sowie reine RKE) möglich (siehe beigefügtes Gutachten in Anlage 1). Ebenso gibt es Län-der, die den NSE in der regulierten Netzwirtschaft beschlossen haben.</p> <p>Der BDEW versteht die Diskussion mit der BNetzA und das vorliegende Eckpunktepapier wie folgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> ›Vorbehaltlich neuer Erkenntnisse aus den Stellungnahmen zum vorliegenden Eckpunktepapier wird die Umstellung vom bisherigen Mischsystem aus NSE und RKE auf danach nur noch RKE zum Zwecke einer Methodenfestlegung voraussichtlich ab 2024 konsultiert wer-den. Gegenstand dieser Konsultation wird insbesondere auch die Übergangsregelung zum Ausgleich des Vermögensverlustes aus der Systemanpassung sein. ›Der Umstellungszeitpunkt ist für Stromverteilnetzbetreiber das nächste Basisjahr 2026 und für Gasverteilnetzbetreiber sowie Gasfernleitungsnetzbetreiber das nächste Basisjahr 2025. EOG wirksam wird diese Umstellung dann mit Beginn der fünften Regulierungsperiode, al-so im Jahr 2028 für Gas und im Jahr 2029 für Strom. ›Bis inkl. dieser Basisjahre wird die BNetzA die bisherigen aus der Strom- und Gas NEV her-vorgehenden Indexreihen, die der NSE zugrundeliegen, ermitteln und letztmalig die entspre-chen den Tagesneuwerte auf Basis dieser Indexreihen bestimmen. ›Um den Vermögensnachteil, der aus der Systemumstellung für Netzbetreiber resultiert, auszugleichen, wird die BNetzA die Restbuchwerte (RBW) der bisherigen NSE-Altanlagen in den jeweiligen Basisjahren unter Anwendung der oben angeführten Indexreihen auf Basis der Tagesneuwerte (TNW) sowie der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) als neue „Ausgangswerte“ bestimmen. Das heißt, es erfolgt eine Bewertung auf Ba-sis der Indexwerte im Jahr 2025, respektive 2026. ›Der RBW einer NSE-Altanlage bestimmt sich unter Berücksichtigung der bereits abgelaufe-nen kalkulatorischen Nutzungsdauer anteilig aus TNW (gewichteter eigenfinanzierter An-teil) und AHK (gewichteter fremdfinanzierter Anteil). ›Dabei soll das Gewicht, mit welchem der TNW in den RBW eingeht, unverändert netzbe-treiberindividuell im Rahmen der kommenden Kostenprüfungen ermittelt werden und ma-ximal 40 % betragen. ›Dieser gewichtete RBW wird als neuer „Ausgangswert“ fixiert und dient ab der fünften Regulierungsperiode im Zeitraum der kalkulatorischen Restnutzungsdauer bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer als Eingangsdatum (analog eines historischen AHK bei Neuanlagen) für die dann anzuwendende RKE-Methodik. ›Die sich im Zeitablauf auf Basis des oben beschriebenen neuen „Ausgangswerts“ und unter Berücksichtigung der dann erfolgten kalkulatorischen Abschreibungen ergebenden RBW werden in der RKE-Methodik nominal verzinst. <p>Das diskutierte Vorgehen ist grundsätzlich nachvollziehbar. Der BDEW sieht allerdings die Notwendigkeit einer Anpassung:</p> <ul style="list-style-type: none"> ›Die TNW- und AHK-Anteile zur Bestimmung der RBW für die bisherigen NSE-Altanlagen als neue „Ausgangswerte“ sollten in den kommenden Kostenprüfungen nicht netzbetreiberin-dividuell ermittelt werden. Es sollte vielmehr eine pauschale TNW-Quote für alle Netzbe-treiber in Höhe von 40 % angesetzt werden. Dieses Vorgehen hätte mehrere Vorteile. ›Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion: Bei einer netzbetreiberindividuellen Er-mittlung müssten die Regulierungsbehörden ihre bisherigen aufwendigen Kostenprüfungs-praktiken zur Ermittlung der 	
10	4.5. Kalkulatorische Abschreibungen	!		<p>Der BDEW begrüßt die geplante Beibehaltung der statuierten Grundsätze für die kalkulatori-sche Abschreibung gemäß § 6 Abs. 5 bis 7 Strom NEV.</p> <p>Der BDEW merkt die geplante Aktualisierung der Anlagengruppen und zugeordneten Nut-zungsdauern, die der technische Fortschritt sowie der zunehmende Einsatz von Digitaltechnik in den Netzen notwendig macht, positiv an. Insbesondere die Verwendung digitaler- und soft-warebasierter Technik sowie innovativer Leitungsarten (z. B. Lichtwellenleiter) führen zu sin-kenden technischen Nutzungsdauern, die durch die aktuelle Fassung der Anlage 1 Strom NEV nicht abgedeckt werden.</p> <p>In Deutschland gibt es mehr als 800 Stromnetzbetreiber, die aktivierte Anlagengüter in die vorgegebenen Anlagengruppen sowie in die zugeordneten Nutzungsdauerbandbreiten gem. Anlage 1 Strom NEV einordnen. Die Zuordnung der Nutzungsdauerbandbreite erfolgt anlagen-spezifisch anhand unterschiedlicher und individueller Kriterien sowie unternehmensindividuel-ler Entscheidungen. Eine Vereinheitlichung auf den unteren Rand der Nutzungsdauern würde diese anlagenspezifische und unternehmensindividuelle Entscheidung einschränken. Diese regulatorische Einschränkung muss sorgfältig gegen die Vorteile der Vereinfachung abgewo-gen werden.</p> <p>Ein erarbeiteter Vorschlag für eine Nachfolgeregelung zur Anlage 1 Strom NEV (aktualisierte Anlagengruppen und Nutzungsdauern) ist als Anlage 2 der Stellungnahme hinzugefügt. Die Ausführungen in der Anlage 2 als auch in dieser Stellungnahme beziehen sich ausschließlich auf die Ausgestaltung der Vorgaben für Verteilnetzbetreiber. Die Positionierung der ÜNB zur Ausgestaltung der erforderlichen Asset Kategorien und Nutzungsdauervorgaben erfolgt nach-gelagert im gesonderten Festlegungsprozess für ÜNB.</p> <p>Der BDEW regt darüber hinaus an, auch die Anlagengruppen im Gas einer Überprüfung zu unterziehen, da</p> <ul style="list-style-type: none"> ›nicht für alle Anlagengruppen KANU gilt und ›es auch außerhalb vom Erdgas eine Weiternutzung gibt und 	
11	4.5.1. Neue Anlagengruppen (Strom)	!		<p>Wie einleitend beschrieben, macht der technische Fortschritt sowie der zunehmende Einsatz von Digitaltechnik in den Netzen eine Anpassung und Aktualisierung der Anlagengruppen so-wie der zugeordneten Nutzungsdauern notwendig. Diesbezüglich verweisen wir auch auf unse-ren am 31. Juli 2024 an die Bundesnetzagentur übermittelten Vorschlag zur Nachfolgerege-lung der Anlage 1 Strom NEV. Hieraus ergibt sich aus Sicht des BDEW nachfolgender Anpas-sungsbedarf der Anlagengruppen und Nutzungsdauern:</p> <p>Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen</p> <p>In der Anlagengruppe I.2 Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen werden unter ande-rem auch Schrankenanlagen und Zäune aktiviert. Diese Art der Anlagen werden die aktuell festgelegte kalkulatorische Nutzungsdauer von 25 – 35 Jahren nicht erreichen. Vor diesem Hintergrund sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 15 - 25 Jahre verkürzt werden.</p> <p>Aufgrund der Vielfältigkeit der aktivierten Anlagengüter in dieser Anlagengruppe, sollte der Titel der Anlagengruppe auf "Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bau-ten" geändert werden.</p> <p>Gleisanlagen, Eisenbahnwagen</p> <p>Die Anlagengruppe I.5 Gleisanlagen, Eisenbahnwagen kann entfallen, da diese historisch be-dingt noch vorhanden ist. Heutzutage finden z. B. Trafotransporte hauptsächlich über die Stra-ße statt.</p> <p>Werkzeuge/Geräte</p> <p>In der Anlagengruppe I.7 Werkzeuge/Geräte werden unter anderem digitale Analyse -, Prü-fungs- und Messgeräte sowie Wärmebildkameras aktiviert, die softwareseitig nicht die aktuel-le kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 14 - 18 Jahren erreichen. Des Weiteren werden in dieser Anlagegruppe auch kleinere Maschinen aktiviert z. B. Bohrerhammer /Schrauber, die bei gewerblicher Nutzung nicht die angestrebte kalk. Nutzungsdauer von 14 Jahren erreichen. Aus diesen Gründen sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 5 - 10 Jahre verkürzt werden.</p> <p>Die bis hierhin getroffenen Aussagen, gelten uneingeschränkt auch für den Gassektor.</p> <p>Erzeugungsanlagen</p> <p>Die Anlagengruppen unter II. Erzeugungsanlagen sind historisch bedingt noch vorhanden, wer-den jedoch in der Branche nicht mehr verwendet. Aus diesem Grund sollten diese Anlagen-gruppen entfernt werden. Lediglich die Anlagengruppe II.4 Notstromaggregate wird aktiv noch verwendet. Diesbezüglich würde sich eine Zusammenfassung und damit verbundene Umbenennung mit der Anlagengruppe III 2.8 fahrbare Stromaggregate anbieten.</p> <p>Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fern-mess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlage</p> <p>Für die Anlagengruppe III. 1.3 Schutz- und Messeinrichtungen sollte eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz "Digitaltechnik z. B. III. 1.3.2" eingeführt werden, um den kürzeren techni-schen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer für diese neue Anlagen-gruppen auf 10 - 15 Jahre abgesenkt werden. Hintergrund sind deutlich kürzere Produktzyklen und meist Ersatzteilgarantien, die auf 10 Jah-re begrenzt sind. Auch Softwareänderungen/Updates beschränken die tatsächliche Lebens-dauer der Geräte auf kürzere Zeiträume. Neue digitale Schutzgeräte sollten für einen siche-ren, fehlerfreien Betrieb spätestens in dem o. g. Zeitraum von 10 - 15 Jahren getauscht wer-den.</p> <p>Stationen mit elektrischen Einrichtungen: Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fern-mess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen</p> <p>Für die Anlagengruppe III. 2.3.9 MS&NS Schutztechnik sollte eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz "Digitaltechnik" eingeführt werden, um den kürzeren technischen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer für diese neue Anlagengruppen auf 10 - 15 Jahre ab-gesenkt werden.</p>	
12	4.5.2. Nutzungsdauern (Strom)	!		<p>Die Überlegungen der Bundesnetzagentur, für alle Netzbetreiber die Nutzungsdauern auf den unteren Rand einzuschränken, hält der BDEW für nicht notwendig und sinnvoll. Die angestreb-te Vereinheitlichung sowie die dadurch geplante Vereinfachung wären sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Bundesnetzagentur überschaubar. Insbesondere, da wie selbst von der Bundesnetzagentur dargestellt, nur ein kleiner Teil der Stromnetzbetreiber den oberen Rand der Nutzungsdauern nutzen. Für die über 800 Stromnetzbetreiber in Deutschland würde die Festlegung auf den unteren Rand der Nutzungsdauern jedoch die Möglichkeit einschränken, individuelle Situationen des Netzbetreibers sowie deren Eigentümer abzubilden. Dazu gehören unter anderem die Anforderungen an die Liquiditätsplanung, technische Notwendigkeiten oder der Bedarf an Fremdkapital.</p> <p>Des Weiteren sollte mit Hinblick auf die anstehenden Herausforderungen der Transformation der Energiebranche individuelle und flexible Gestaltungsmöglichkeiten sowie die Effizienz der Unternehmen nicht eingeschränkt werden. Es gilt auch den Grundsatz zu wahren, dass techni-sche Nutzungsdauern für ein bestimmtes Wirtschaftsgut die kalkulatorischen Nutzungsdauern nicht unterschreiten. Aus diesen Gründen sollte weiterhin die volle Bandbreite der kalkulatori-schen Nutzungsdauern nutzbar sein.</p> <p>Sollte durch die Bundesnetzagentur dennoch eine Umstellung auf den unteren Rand der Nut-zungsdauerbandbreite erfolgen, müssen sämtliche Umstellungseffekte sachgerecht mit einbe-zogen werden. Es darf für die Netzbetreiber kein Nachteil im Zuge der Umstellung entstehen und es muss sichergestellt werden, dass die AHK/TNW (anteilig) in Form der Abschreibungen vollständig zurückverdient werden.</p> <p>Sollte die Bundesnetzagentur dennoch eine Umstellung anstreben, dann weist der BDEW da-rauf hin, dass eine eventuelle Umstellung zwingend ohne einen Verlust an Restbuchwerten bzw. Abschreibungsscheiben erfolgen muss. Denn im Fall einer Verkürzung der Nutzungsdau-ern kann es je nach Umstellungsmethodik zu einem Verlust von AfA kommen. Dies tritt dann auf, wenn eine Umstellung der Nutzungsdauern im kommenden Basisjahr 2026 erfolgt, diese höheren Abschreibungen jedoch erst mit Beginn der neuen Regulierungsperiode über die E-OG-Anpassungen erlöswirksam werden. Das Delta zwischen der niedrigeren AfA auf Basis der längeren Nutzungsdauern und der höheren AfA aufgrund der kürzeren Nutzungsdauern der Jahre 2026 bis 2028 könnten die Netzbetreiber nicht vereinnahmen. Es muss daher über einen Ausgleichsmechanismus durch die Netzbetreiber wiederverdient werden können. Entspre-chend sieht bspw. der aktuelle Festlegungsentwurf KANU 2.0 die Einführung eines Transforma-tionselements vor, das die höheren Abschreibungen in die Erlösobergrenze einpreist. Einfa-cher und transparenter wäre es daher, den Umstellungszeitpunkt auf das Jahr 2029 zu legen. Die Kostenprüfung für die kommende Regulierungsperiode müsste entsprechend nochmals auf Basis der bisherigen Nutzungsdauern durchgeführt werden, allerdings würden die EOG-Bescheide bereits die Umstellung der Nutzungsdauern im Jahr 2029 berücksichtigen.</p>	
13	4.6. Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens	!		<p>Bezüglich der Finanzanlagen: Entgegen der bisherigen Regulierungspraxis sollen zukünftig auch betriebsnotwendige Finanzanlagen aus der Verzinsungsbasis fallen. Korrespondierend zur Ausgestaltung des WACC-Modells müssten auch alle kostenmindernden Erträge im Zusam-menhang mit diesen Finanzanlagen aus der Ausgangsbasis bereinigt werden.</p>	
14	4.6.1. Sachanlagevermögen	!		Keine Anmerkungen.	
15	6.6.2. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen	!		<p>Die BNetzA beabsichtigt, für das Jahr, in welchem Anlagen im Bau in Fertiganlagen umge-bucht werden, nur noch die Bestände an Fertiganlagen der regulatorischen Verzinsung zuzu-führen. Damit würde eine systematische Schlechterstellung im Vergleich zum Status quo der Regulatorik erfolgen, welche bisher auch die Verzinsung dieser Anlagen im Bau vorsieht.</p> <p>Die Regulierungspraxis im Status Quo ist das Ergebnis höchstrichterlicher Rechtsprechung (vgl. EnVR 43/14), wonach es insgesamt nicht zu ungerechtfertigten Mehrfachverzinsungen kommen soll. Der BDEW bittet die BNetzA um Überprüfung ihrer Absicht unter Berücksichti-gung der BGH-Rechtsprechung, auch mit Blick auf zukünftig möglichst zu vermeidende Rechtstreitigkeiten. Dies ist auch unter dem Aspekt zu sehen, dass Anlagen im Bau für Ener-gienetzbetreiber aufgrund der steigenden Komplexität und Dauer von Bauvorhaben zunehmend an Bedeutung gewinnen.</p>	
16	4.6.3. Immaterielles Vermögen	!		Keine Anmerkungen.	

17	4.6.4. Umlaufvermögen	!	<p>“Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen ist pauschal und abschließend (ohne Statuierung von Ausnahmeregelungen) in Höhe von 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus des jeweiligen Basisjahres anerkennungsfähig. [...] Betriebsnotwendige Vorräte werden separat und in voll-ständiger Höhe anerkannt.“</p> <p>Zunächst ist festzuhalten, dass auch aus Sicht der Netzbetreiber im Rahmen der von der BNetzA geplanten Einführung eines WACC-Konzeptes grundsätzlich nichts gegen eine pauschalierte Abbildung des Umlaufvermögens spricht. Gemäß dem von der BNetzA unter anderem im Expertenworkshop am 08. Juli 2024 in Bonn vorgestellten WACC-Konzept (siehe z.B. Folie 6 im Vortrag von René Wiederhold) ist das Umlaufvermögen dabei als Netto-Umlaufvermögenspauschale definiert, da gemäß der Definition zur Ermittlung der regulierten Verzinsungsbasis (RVB) außer den Baukosten- und Investitionszuschüssen bzw. Netzanchluss-kostenbeiträgen kein weiteres Abzugskapital in Abzug zu bringen ist.</p> <p>Die Berücksichtigung der bilanzierten Vorräte der Netzbetreiber gemäß den testierten Jahres-abschlüssen ist sachgerecht und erforderlich.</p> <p>Der BDEW widerspricht hingegen den Ausführungen der Bundesnetzagentur, dass für die pauschale Ermittlung des Umlaufvermögens die Ausgangsbasis des Netzbetreibers um die Kosten aus Verpächter-, Subverpächter- und Dienstleistungsverhältnissen reduziert werden soll. Dies stellt eine Abkehr von der bisherigen Prüfungspraxis dar und spiegelt nicht den Liquiditätsbedarf der Netzbetreiber wider. Die Bundesnetzagentur selbst stellt bei der Ermittlung des Netto-Umlaufvermögens insbesondere auf die Zahlungsflüsse im Zusammenhang mit der Netzentgeltabrechnung ab. Dieser liegt jedoch die gesamthafte Erlösobergrenze zugrunde, also auch die Kostenbestandteile in der Erlösobergrenze aus Dienstleistungs- und Pachtverhältnis. Würde nun eine Kürzung der Berechnungsbasis für die Umlaufvermögenspauschale beim Netzbetreiber erfolgen, so würde nur ein Teil der notwendigen Liquidität im Rahmen der Netzentgeltabrechnungen adressiert werden. Eine Kürzung der Berechnungsbasis beim Netzbetreiber ist daher abzulehnen.</p> <p>Ob eine Pauschale von 1/24 der Netzkosten für das Umlaufvermögen ein für alle Netzbetreiber ausreichendes Niveau für das vorzuhaltende Umlaufvermögen im Sinne eines Liquiditätspuffers zur Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit sicherstellen kann, ist aus Sicht der Netzbetreiber fraglich. In der Praxis fallen aufgrund unterjährig schwankender Ein- und Auszahlungen und deren Auseinanderfallen kurzfristig oftmals deutliche höhere kurzfristige Finanzierungserfordernisse an. Ein wesentlicher Treiber für die Notwendigkeit des Vorhaltens von Liquidität sind dabei insbesondere Ein- und Auszahlungsunterschiede aus gesetzlich definierten Wälzungsprozessen, wie dem EEG-Vergütungsprozess. Dieser betriebliche Prozess ist zwar mit Bezug auf die Höhe der Netzkosten grundsätzlich "durchlaufend", aber keineswegs bezüglich der vorzuhaltenden Bestände an Liquidität und deren Finanzierungskosten.</p> <p>Aus Sicht der Netzbetreiber ist es daher zwingend erforderlich, dass die Umlaufvermögenspauschale nicht auf die anerkennungsfähigen Netzkosten, sondern auf die Gesamtumsatzerlöse in der regulierten Tätigkeit der Elektrizitäts- und Gasverteilung bezogen wird. Nur die Gesamtumsatzerlöse inkl. EEG/KWK etc. korrespondieren sachgerecht mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen an kurzfristiger Liquidität (Forderungen + Kasse).</p> <p>Die Verwendung der Gesamtumsatzerlöse der regulierten Tätigkeit der Elektrizitäts- und Gasverteilung hat ferner den Vorteil, dass kein Zirkelbezug mit der zunächst erforderlichen Bestimmung der anerkennungsfähigen Netzkosten besteht. Die ausschließliche Verwendung der Gesamtumsatzerlöse des Netzbetreibers zahlt demnach auch auf das von der BNetzA verfolgte Ziel der Vereinfachung des Regulierungs- und Prüfaufwandes ein.</p> <p>Neben der Berücksichtigung einer Umlaufvermögenspauschale bei der Ermittlung der regulierten Verzinsungsbasis (RVB) im Rahmen des Ausgangsniveaus besteht die Notwendigkeit, diese auch bei der Ermittlung der RVB im Rahmen des jährlichen Kapitalkostenaufschlags zu berücksichtigen, da insbesondere bei wachsender Investitionstätigkeit auch das vorzuhaltende Umlaufvermögen ansteigt. Eine einfache</p>	
18	4.7. Kalkulatorische Kapitalverzinsung	!	<p>Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die BNetzA mit der Einführung des WACC-Modells „das Gesamtziel verfolgt, ein schlüssiges und sachgerechtes pauschaliertes Verfahren herzustellen“. Auch aus unserer Sicht ist es von höchster Wichtigkeit, gemeinsam ein konsistentes zukunftsfähiges Gesamtkonzept zu erarbeiten, das es erlaubt, die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen und dafür dringend benötigtes Eigen- und Fremdkapital zu akquirieren. Dies ist nur möglich, wenn eine angemessene, kapitalmarktdadäquate und zukunftstaugliche Kapitalverzinsung sichergestellt ist. Das erkennt auch die BNetzA mit Verweis auf die übergeordneten Vorgaben des EnWG (insb. § 21 Abs. 2 EnWG) insb. in Kapitel 4.1 des Eckpunktepapiers an.</p> <p>Wie schon in den vorangegangenen Stellungnahmen und Expertenworkshops betont, wird dies nicht durch eine Systemumstellung auf einen WACC-Ansatz per se erreicht, sondern ist abhängig vom Zusammenspiel und der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Modell-Parameter (insbesondere die Verzinsungsbasis, die Eigenkapitalquote, der Eigenkapitalzins, die Ertragssteuern und die Fremdkapitalkosten). Nur die Verzinsungsbasis und die Gewerbesteuer sind Bestandteil des vorliegenden Eckpunktepapiers.</p> <p>Der BDEW spricht sich dafür aus, zu einem geeigneten Zeitpunkt in der Gesamtschau aller Modell-Parameter die mögliche Einführung eines WACC-Ansatzes im Dialog zu erörtern, so dass frühzeitig Bedenken und Lösungsvorschläge der Branche bedacht werden.</p> <p>Aber auch der (alleinige) Systemwechsel auf ein WACC-Modell birgt keineswegs triviale Umstellungsfragen, die sorgfältig abzuwägen sind. Aus Sicht der Netzbetreiber und Anteilseigner bzw. Kapitalgeber darf aus einer Umstellung auf einen WACC-Ansatz keine strukturelle Verschlechterung der Verzinsungsbedingungen erfolgen. Vielmehr sollte es das Ziel sein, die Verzinsungsbedingungen zu verbessern, um den Grundstein für das Vertrauen in ein neues System zu legen und der schon existierenden dynamischen Veränderung der Versorgungsaufgabe Rechnung zu tragen. Die aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur würden ceteris paribus zu einer strukturellen Verschlechterung der Kapitalverzinsung führen. Im Angesicht der drastischen und anhaltenden Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist die Schaffung verlässlicher und wirtschaftlich leistungsfähiger regulatorischer Rahmenbedingungen jedoch unerlässlich.</p> <p>Weiterhin verfolgt die BNetzA die Ziele, „unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden sowie höhere Transparenz und Vergleichbarkeit herzustellen“. Der BDEW begrüßt diese Ziele ausdrücklich. Hierzu ist aus dem vorliegenden Eckpunktepapier jedoch kein schlüssiges Gesamtkonzept ersichtlich. Insbesondere der beabsichtigte Wegfall der Gewerbesteuer als kalkulatorische Position sorgt für die Einführung von unnötigem, zusätzlichem und unverhältnismäßig hohem Verwaltungsaufwand bei allen Beteiligten. Dies trifft Netzbetreiber ebenso wie Regulierungsbehörden. Zudem führt es zu Intransparenz und fehlender Vergleichbarkeit. Vielmehr ist es gängige Regulierungspraxis und Stand der Wissenschaft, im CAPM einen Eigenkapitalzinssatz nach Steuern zu ermitteln und diesen mit einem (Gesamt)Steuerfaktor in einen Vorsteuer-Wert umzurechnen.</p> <p>Der BDEW schlägt in Kapitel 4.8 dieser Stellungnahme einen konkreten und pragmatischen Ansatz vor, der dem Stand der Wissenschaft sowie der internationalen Regulierungspraxis entspricht. Der aktuell von der BNetzA intendierte „Sonderweg“ bei der Gewerbesteuer würde auch weitere Ziele des WACC-Modells konterkarieren, die die BNetzA im Expertenworkshop vorgestellt hat. Dazu gehört z.B. das Ziel einer pauschalen Kapitalkostenermittlung unabhängig von Gesellschafts- bzw. Konzernstrukturen. Es ist für den BDEW daher nicht nachvollziehbar, weshalb einerseits substanzielle bürokratische Vereinfachungen, weg von Einzelfallgerechtigkeit, gefordert werden und andererseits im Falle der Gewerbesteuer ein sehr bürokratischer, aufwändiger und nicht zielgerichteter Ansatz verfolgt wird. Hier sollten die Chancen einer konsistenten Überführung des Regulierungssystems in ein WACC-Modell und das Erreichen der damit verbundenen Ziele nicht vertan werden.</p> <p>Die kurze Darstellung des WACC-Modells ist grundsätzlich in seinen Wirkzusammenhängen nachvollziehbar. Eine Erläuterung zur Ausgestaltung der einzelnen Parameter (insb. Eigenkapitalquote, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalkosten) erfolgt im Eckpunktepapier jedoch nicht. Wie bereits im Expertenaustausch am 08.07.2024 geäußert, sollte dies zeitnah in Folgeterminen zwischen der BNetzA und der Branche diskutiert werden, da dies maßgeblich für die Wirkung des WACC-Modells und damit die Beurteilung des Gesamtkonzeptes ist. Zum Thema Fremdkapitalkosten verweisen wir auf unsere Ausführungen unter Kapitel 4.3.</p> <p>Die aus langfristigen Rückstellungen resultierenden Aufwendungen und Erträge werden aktuell grundsätzlich aufwandsgleich sowie bei den Pensionsrückstellungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt. Berücksichtigt werden sowohl die aufwandsgleichen Kosten, die insbesondere die Aufwendungen und Erträge aus Zuführungen und Auflösungen betreffen, als auch das Zinsergebnis, das insbesondere Zinsen aus der Aufzinsung der Rückstellung enthält.</p> <p>Wir stimmen zu, und dies ist unabdingbar, dass der Erfüllungsanteil der Zuführungen von einer Umstellung auf ein WACC-Modell unberührt ist und weiterhin als aufwandsgleiche bzw. bei Pensionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition anerkannt wird.</p> <p>Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen insb. für Pensionen ist im WACC-Modell konzeptionell grundsätzlich nicht vorgesehen, da das Zinsergebnis nicht betrachtet wird. Bei der Bewertung von Pensionsrückstellungen im Rahmen des Jahresabschlusses ist 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.</p> <p>Der BDEW schlägt deshalb vor, dass sich Netzbetreiber im Rahmen der Umstellung auf ein WACC-Modell hinsichtlich der in der handelsrechtlichen Bilanz passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen einmalig festlegen können, ob die resultierenden Aufwendungen und Erträge aus der regelmäßigen Neubewertung der Pensionsrückstellungen (betrifft nur Bewertungs-/Zinsänderungseffekte) im Wege eines Anzeigeverfahrens weiterhin aufwandsgleich über die Netzkosten bzw. als dnBK anerkannt werden oder diese Effekte in den Netzkosten gänzlich unberücksichtigt bleiben. Dieser Vorschlag stellt sicher, dass für alle Netzbetreiber, wie von der BNetzA vorgesehen, ein einheitlicher WACC festgelegt werden kann, da die Abbildung dieses Ansatzes außerhalb der WACC-</p>	
19	4.7.1. WACC Allgemein	!	<p>Die kurze Darstellung des WACC-Modells ist grundsätzlich in seinen Wirkzusammenhängen nachvollziehbar. Eine Erläuterung zur Ausgestaltung der einzelnen Parameter (insb. Eigenkapitalquote, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalkosten) erfolgt im Eckpunktepapier jedoch nicht. Wie bereits im Expertenaustausch am 08.07.2024 geäußert, sollte dies zeitnah in Folgeterminen zwischen der BNetzA und der Branche diskutiert werden, da dies maßgeblich für die Wirkung des WACC-Modells und damit die Beurteilung des Gesamtkonzeptes ist. Zum Thema Fremdkapitalkosten verweisen wir auf unsere Ausführungen unter Kapitel 4.3.</p> <p>Die aus langfristigen Rückstellungen resultierenden Aufwendungen und Erträge werden aktuell grundsätzlich aufwandsgleich sowie bei den Pensionsrückstellungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt. Berücksichtigt werden sowohl die aufwandsgleichen Kosten, die insbesondere die Aufwendungen und Erträge aus Zuführungen und Auflösungen betreffen, als auch das Zinsergebnis, das insbesondere Zinsen aus der Aufzinsung der Rückstellung enthält.</p> <p>Wir stimmen zu, und dies ist unabdingbar, dass der Erfüllungsanteil der Zuführungen von einer Umstellung auf ein WACC-Modell unberührt ist und weiterhin als aufwandsgleiche bzw. bei Pensionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition anerkannt wird.</p> <p>Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen insb. für Pensionen ist im WACC-Modell konzeptionell grundsätzlich nicht vorgesehen, da das Zinsergebnis nicht betrachtet wird. Bei der Bewertung von Pensionsrückstellungen im Rahmen des Jahresabschlusses ist 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.</p> <p>Der BDEW schlägt deshalb vor, dass sich Netzbetreiber im Rahmen der Umstellung auf ein WACC-Modell hinsichtlich der in der handelsrechtlichen Bilanz passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen einmalig festlegen können, ob die resultierenden Aufwendungen und Erträge aus der regelmäßigen Neubewertung der Pensionsrückstellungen (betrifft nur Bewertungs-/Zinsänderungseffekte) im Wege eines Anzeigeverfahrens weiterhin aufwandsgleich über die Netzkosten bzw. als dnBK anerkannt werden oder diese Effekte in den Netzkosten gänzlich unberücksichtigt bleiben. Dieser Vorschlag stellt sicher, dass für alle Netzbetreiber, wie von der BNetzA vorgesehen, ein einheitlicher WACC festgelegt werden kann, da die Abbildung dieses Ansatzes außerhalb der WACC-</p>	
20	4.7.2. Abzug von Zuschüssen	!	<p>Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Zuschüsse vom betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen und damit eine strukturelle Verschlechterung gegenüber dem heutigen Regulierungsrahmen vorzunehmen. Zunächst ist festzuhalten, dass es sich bei Baukostenzuschüssen (BKZ) und Anschlusskostenbeiträgen (AKB) nach dem Handelsgesetzbuch (HGB) nachweislich um zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital handelt:</p> <p>Für den Ausweis in der Handelsbilanz sind die in § 266 HGB enthaltenen Regelungen einschlägig. Gemäß § 266 Abs. 3 HGB wird dort auf der Passivseite in Eigenkapital, Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungsposten unterschieden. § 266 HGB führt abschließlich die unter Absatz 3 Buchstabe A aufgeführten Positionen als Eigenkapital an. Demnach gehören alle nachfolgend aufgeführten Positionen dem Fremdkapital an. Was handelsbilanziell dem Eigenkapital zuzurechnen ist, richtet sich nach § 272 Abs. 1 bis 5 HGB. AKB/ BKZ fallen hier nicht darunter, da diese keiner der in § 272 Abs. 1 bis 5 HGB genannten Eigenkapitalpositionen entsprechen - auch keiner der als eigenkapitalähnlichen Posten zu qualifizierenden Positionen, wie Einlagen zur Kapitalerhöhung, Genussscheinkapital, Einlagen stiller Gesellschafter oder Gesellschafterdarlehen.</p> <p>Bei den AKB/ BKZ handelt es sich um bei Vertragsbeginn zu leistende Zuschüsse der Netzkunden als Gegenleistung für die Zurverfügungstellung des Zugangs zum Versorgungsnetz während der gesamten (zukünftigen und damit noch ausstehenden) Vertragslaufzeit. Beim Empfänger – dem Energieversorgungsunternehmen – sind derartige Erträge je nach vertraglicher Ausgestaltung als passive Rechnungsabgrenzungsposten (§ 250 Abs. 2 HGB) oder Verbindlichkeiten (§ 246 Abs. 1 HGB; § 253 Abs. 1 Satz 2 HGB) anzusetzen. Rechnungsabgrenzungsposten und Verbindlichkeiten sind nach § 266 Abs. 3 HGB, Buchstabe C und D explizit als eigenständige Posten auszuweisen und damit nicht als Eigenkapital. Durch den Ansatz von Rechnungsabgrenzungsposten bzw. Verbindlichkeiten soll dem Bilanzleser vermittelt werden, dass den Vermögenszugängen eine Leistungspflicht gegenübersteht bzw. der Vereinnahmende die Pflicht hat, zukünftig eine Gegenleistung erbringen zu müssen. Zum Teil erfolgt der Ausweis bei Energieversorgungsunternehmen auch als Posten eigener Art (nach dem Eigenkapital und vor den Rückstellungen). Die Vereinnahmung der AKB/ BKZ erfolgt grundsätzlich zweckgebunden und verpflichtet das Energieversorgungsunternehmen demnach zukünftige Leistungen zu erbringen, die mit den erhaltenen Mitteln zu finanzieren sind. Insofern stehen die zu Vertragsbeginn vereinnahmten Zuschüsse vollständig – nicht nur in Teilen – nicht zur freien Verfügung des Energieversorgungsunternehmens. Solange Leistungsverpflichtungen an Kunden noch ausstehend sind, kann wirtschaftlich kein Eigenkapital vorliegen. Die als Rechnungsabgrenzungsposten oder Verbindlichkeiten in der Handelsbilanz auszuweisenden AKB/ BKZ weisen aus den zuvor erläuterten Gründen keinen Eigenkapitalcharakter auf, sondern es handelt sich abschließend um Fremdkapital.</p> <p>Die Frage, ob es sich bei BKZ/AKB um Eigen- oder Fremdkapital oder eine Mischform handelt, kann folglich keineswegs dahinstehen, sondern ist nach dem HGB als maßgeblicher Ausgangspunkt für die Ermittlung der Netzkosten eindeutig vorgegeben. Hieraus folgt, dass die bislang nach den Vorgaben der Strom- und GasNEV vorgenommene Behandlung von BKZ und AKB als zinsloses Fremdkapital (Abzugskapital) zweifelsfrei korrekt war und daraus keine ungerechtfertigte Reduzierung der Netzkosten durch den Netzbetreiber anlässlich der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung resultierte.</p> <p>Unter der Maßgabe, dass die handelsrechtlichen Tätigkeitsabschlüsse auch in Zukunft den maßgeblichen Ausgangspunkt für die Festlegung des Ausgangsniveaus bilden, sind BKZ und AKB daher auch im Rahmen der Methodikfestlegungen zum Ausgangsniveau Strom und Gas konsistent in den Nachfolgeregelungen StromNEF und GasNEF als zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital zu behandeln. Der von der BNetzA geplante Abzug der BKZ/AKB vom betriebsnotwendigen Vermögen (bnV) würde bei Beibehaltung der auf 40% limitierten Eigenkapitalquote nachweislich für alle Netzbetreiber zu einer Systemumstellungsbedingten ungerechtfertigten Reduzierung der erzielbaren Eigenkapitalverzinsung im Vergleich zur bisherigen, seit Beginn der Anreizregulierung diesbezüglich sachgerecht praktizierten, Kalkulationsmethodik führen.</p>	

21	4.8. Gewerbesteuer	!	<p>Die Bundesnetzagentur führt in ihrem Eckpunktepapier aus, dass die Gewerbesteuer nach ihrer aktuellen Einschätzung zukünftig nicht mehr kalkulatorisch angesetzt werden soll. Stattdessen soll es zu einer Ermittlung des Gewerbesteueraufwands im Zuge der Bestimmung der aufwandsgleichen Kosten kommen. Begründet wird dies mit möglichen Einsparungen in den Netzkosten aufgrund eines vermuteten geringeren tatsächlichen Gewerbesteueraufwands im Vergleich zum kalkulatorisch ermittelten. Gleichzeitig kann die Bundesnetzagentur nicht ausschließen, dass die Einführung dieses pagatorischen Ansatzes zu einer Erhöhung der Netzkosten aufgrund steigender Gewerbesteuerzahlungen führt.</p> <p>Gefahr der Ungleichbehandlung aufgrund der unternehmerischen Organisationsstruktur</p> <p>In nahezu jedem Unternehmen mit Konzernstruktur sind steuerliche Organschaften beziehungsweise bei öffentlich-rechtlichen Unternehmen steuerliche Querverbünde anzutreffen. Diese Formen des steuerlichen Zusammenschlusses steigern die unternehmerischen Effizienzen von Netzbetreibern. Der Ansatz einer tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer in der Anreizregulierung kann zu fundamentaler, ökonomisch ineffizienter Reorganisation von Unternehmensstrukturen führen. Der derzeitige Vorschlag der Bundesnetzagentur ignoriert diesen weitreichenden Effekt.</p> <p>Wie auch bereits in vorausgegangenen Fachgesprächen umfangreich dargelegt, ist die Steuerbilanz in der Ermittlung einer tatsächlich abgeführten Gewerbesteuer maßgeblich. Diese weicht in verschiedenen Punkten vom handelsrechtlichen bzw. kalkulatorischen bilanziellen Ausweis ab. Der Beitrag einzelner Teilgesellschaften zur Steuerzahllast wird hierbei nicht nachgehalten. Eine Ermittlung diesbezüglicher Angaben aus dem Tätigkeitsabschluss ist demnach nicht zu realisieren.</p> <p>Die vorliegende Entwurfsfassung der Methodikfestlegung benachteiligt insbesondere Netzbetreiber mit den o.g. Organisationsformen, indem sie eine Abstellung auf die tatsächliche Gewerbesteuer in der Tätigkeit Netz erfordert. Insbesondere steuerliche Organschaften- oder Querverbünde sind in der Branche gängige Modelle, gerade weil viele Netzbetreiber in Konzernstrukturen eingebettet oder kommunal verankert sind. Bei Nichtanerkennung der Gewerbesteuer stellt dies eine systematische Schlechterstellung hinsichtlich der finanziellen Lage dieser Unternehmen dar. Darüber hinaus weisen viele Netzbetreiber bereits in ihren Planungen massive Verschlechterungen in der Entwicklung ihrer Finanzkennzahlen (Financial Covenants in Kreditverträgen) aus, wodurch der Fremdfinanzierung bankenseitig klare Grenzen gesetzt sind. Wie unter Punkt 4.3 (Aufwandsgleiche Kosten; S. 9) aufgeführt, "...[sind] Kosten ... jedoch nicht berücksichtigungsfähig, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen." Dies muss aber auch im Umkehrfall gelten, wenn der tatsächliche Gewerbesteueraufwand und/oder die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung aufgrund eines Querverbundes entfällt bzw. sich reduziert. Betrachtet man das Netzgeschäft allein, macht dieses einen Gewinn (kalkulatorische EK-Verzinsung), woraus sich die Pflicht zur Zahlung von Körperschaft- und Gewerbesteuer ergibt. Ein evtl. Entfall bzw. eine Reduzierung der tatsächlichen Zahlung innerhalb eines Unternehmensverbundes resultiert aus Verlustgeschäften anderer Tätigkeiten und Unternehmen (z.B. Bäderbetriebe, öffentlicher Nahverkehr), die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Somit ist der Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf Basis der kalkulatorischen EK-Verzinsung sachgerecht und sollte in seiner bisherigen Form beibehalten werden.</p> <p>Fehlansätze vermeiden bevor sie entstehen</p> <p>Der tatsächliche Ansatz der Gewerbesteuer steht diametral der Vereinfachung der Regulierungssystematik mittels Pauschalierung entgegen. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass Netzbetreiber und Behörden die Anpassung des Regulierungsrahmens als Anlass nehmen, Fehlansätze zu individuellen und zeitintensiven buchhalterischen Maßnahmen der Netzbetreiber und daraus folgenden intensiven behördenseitigen Prüfungsverfahren abzuschaffen.</p> <p>Im Hinblick auf den Ansatz der Gewerbesteuer würde ein Fehlansatz geschaffen, der eine Vielzahl von Energieversorgungsunternehmen zwingt, sich organisatorisch zu restrukturieren, nur um die</p>	
22	4.9. Kostenmindernde Erlöse und Erträge	!	<p>"Der bislang in § 9 Abs. 1 StromNEV/GasNEV geregelte Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge wird fortgeführt, ergänzt um die Klarstellung, dass auch Investitionszuschüsse hierunter zu fassen sind. Die von Dritten entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse sollten grundsätzlich weiterhin über eine Dauer von 20 Jahren linear aufgelöst und netzkostenmindernd angesetzt werden."</p> <p>Sofern es netzbetreiberindividuelle Zuschüsse mit eindeutiger Bezug zum Anlagevermögen gibt, sollte auch die Möglichkeit gewährt werden, diese analog zur regulatorischen Nutzungsdauer auflösen zu dürfen. Insbesondere mit Blick auf den Transfer von Anlagen von einem Tätigkeitsbereich in einen anderen sollten korrespondierende Zuschüsse, AKB/BKZ auch "mitgenommen" werden dürfen (Vgl. WasserstoffNEV § 12 Abs. 2).</p> <p>Korrespondierend mit der Nichtberücksichtigung von Finanzanlagen in der regulierten Verzinsungsbasis (s. 4.7.1), sind Zinserträge in einem WACC-Modell künftig nicht mehr kostenmindernd anzusetzen.</p>	weiterhin über eine Dauer von 20 Jahren linear aufgelöst
23	Sonstiges	!	Keine Anmerkungen.	

Zelle: C4
Kommentar: (!) Fehlende Angabe (rot)
(-) Korrekt (grün)